

CAI
MT 76
- A66



CANADA

**OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
MOTIFS DE LA DÉCISION**

**NATIONAL ENERGY BOARD
REASONS FOR DECISION**

Relative à une requête aux termes de
la Loi sur l'Office national de l'énergie

In the Matter of an Application Under
the National Energy Board Act

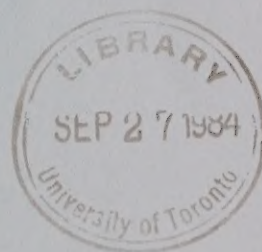
of

~~d'~~Hydro-Québec

Hydro-Québec

Août 1984

August 1984



**OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
MOTIFS DE LA DÉCISION**

Relative à une demande aux termes de
la Loi sur l'Office national de l'énergie

d'Hydro-Québec

Août 1984

**NATIONAL ENERGY BOARD
REASONS FOR DECISION**

In the Matter of an Application Under
the National Energy Board Act

of

Hydro-Québec

August 1984

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

N^o du Cat. NE22-1/1984-10
ISBN 0-662-53329-5

Exemplaires disponibles auprès du:

Secrétariat
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 992-3972

© Minister of Supply and Services Canada 1984

Cat. No. NE22-1/1984-10
ISBN 0-662-53329-5

Copies are available on request from:

Secretariat
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 992-3972

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la Loi sur l'Office national de l'énergie et à ses règlements d'application; et

RELATIVEMENT À une requête présentée par Hydro-Québec en vue d'obtenir des licences d'exportation de puissance et d'énergie électriques, conformément à la partie VI de ladite Loi, et un certificat de commodité et de nécessité publiques, conformément à la partie III de ladite Loi, déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1923-4/Q2-9.

ENTENDUE à Montréal, Québec les 15,17,18,23,24 et 25 mai 1984

DEVANT :
BEFORE :

L.M. Thur

R.F. Brooks

J.L. Trudel

ONT COMPARU
APPEARANCES

N. Lemieux
G. Marchand

W. Lea

W. Davidson

N. Clarke
A. Bigué

M. Greene

R.H. Crown
A.D. Gardner

N. Markettos

J. Giroux
J. Robitaille

P. Barsalou

Recital and Appearances

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act and the Regulations thereunder; and

IN THE MATTER OF an application by Hydro-Québec for licences to export electric power and energy, pursuant to Part VI of the said Act, and for a Certificate of Public Convenience and Necessity, pursuant to Part III of the said Act, filed with the Board under file number 1923-4/Q2-9.

HEARD in Montreal, Quebec on 15,17,18,23,24 and 25 May 1984

Membre président
Presiding Member

Membre
Member

Membre
Member

Hydro-Québec

Maritime Electric Company, Limited

La Commission d'énergie électrique du
Nouveau-Brunswick
The New Brunswick Electric Power
Commission

Newfoundland and Labrador Hydro et le
Procureur général de Terre-Neuve
Newfoundland and Labrador Hydro and the
Attorney General for Newfoundland

Churchill Falls (Labrador) Corporation
Limited

Ontario Hydro

Ministère de l'énergie de l'Ontario
Minister of Energy for Ontario

Procureur général du Québec
Attorney General for Quebec

Office national de l'énergie
National Energy Board

Table des matières

	page
Exposé et comparutions.....	i
Liste des Annexes	iv
Abréviations utilisées dans le rapport	v
Partie I - Motions Préliminaires	1
Partie II - Requête	3
1. Historique	3
2. Licences détenues par Hydro-Québec	5
2.1 État du Vermont	5
2.2 État de New York	5
3. La requête.....	7
3.1 Licences	7
3.2 Limite des licences demandées	8
3.3 Modifications à la requête	9
3.4 Certificat	9
4. Les contrats	11
4.1 Convention de stockage d'énergie	11
4.2 Contrat d'énergie	12
4.3 Convention d'interconnexion.....	12
4.4 Comité d'exploitation.....	12
5. La preuve:	
Exportation de puissance et d'énergie	13
5.1 Les charges au Québec	13
5.2 Programme d'équipement	13
5.3 Charge, approvisionnement et excédent. . .	14
5.4 Marché d'exportation.....	16
5.5 Offres d'électricité aux services canadiens.....	17
5.6 Offre annuelle d'énergie excédentaire aux services canadiens	18
5.7 Prix	19
5.7.1 Prix d'exportation.....	19
5.7.2 Coûts canadiens	21
5.7.3 Coût de service équivalent au Canada.....	21
5.7.4 Coût d'opportunité sur le marché américain.....	22
5.7.5 Revenus	23
5.8 Effets sur l'environnement	24
6. La preuve:	
Ligne internationale de transport d'électricité	25
6.1 Choix du corridor et du tracé général	25
6.2 Corridor retenu	26
6.3 Caractéristiques techniques	27
6.3.1 Ligne internationale de transport d'électricité.....	27
6.3.2 Poste Des Cantons	27

Table of Contents

	page
Recital and Appearances.....	i
List of Appendices	iv
Abbreviations used in the Report.....	v
Part I — Preliminary Motions	1
Part II — Application	3
1. Background	3
2. Licences Held By Hydro-Quebec	5
2.1 State of Vermont.....	5
2.2 State of New York	5
3. The Application	7
3.1 Licences	7
3.2 Licences limits	8
3.3 Modifications to the application	9
3.4 Certificate	9
4. The Contracts	11
4.1 Energy Banking Agreement.....	11
4.2 Energy Contract	12
4.3 Interconnection Agreement.....	12
4.4 Operating Committee	12
5. The Evidence: Power and Energy Exports ..	13
5.1 Quebec Loads.....	13
5.2 Generating Capacity and Additions	13
5.3 Load, Supply and Excess Power and Energy.....	14
5.4 Export Market	16
5.5 Offers to Canadian Utilities.....	17
5.6 Annual Offer of Excess Energy to Canadian Utilities.....	18
5.7 Prices	19
5.7.1 Export Prices.....	19
5.7.2 Canadian Costs	20
5.7.3 Cost of Equivalent Service to Canadians.....	20
5.7.4 Alternative Cost in the United States.....	21
5.7.5 Revenue.....	22
5.8 Environmental Effects	23
6. The Evidence: International Power Line ...	25
6.1 Corridor and Route Selection	25
6.2 Selected Corridor	26
6.3 Technical Characteristics	27
6.3.1 International Power Line	27
6.3.2 Des Cantons Substation	27

6.3.3 Électrode de mise à la terre.....	28	6.3.3 Ground Electrode	28
6.3.4 Normes.....	28	6.3.4 Standards.....	28
6.4 Évaluation du coût d'immobilisations.....	29	6.4 Calculation of Capital Costs	29
6.5 Justification économique.....	29	6.5 Economic Justification	29
6.6 Avantages de fiabilité du réseau.....	30	6.6 Network Reliability Advantages.....	30
6.7 Impact sur l'environnement.....	31	6.7 Environmental Impact.....	31
6.7.1 Impact visuel et fonctionnel.....	31	6.7.1 Visual and functional impact.....	31
6.7.2 La flore et la faune	32	6.7.2 Flora and fauna	32
6.7.3 L'effet couronne.....	32	6.7.3 Corona	32
6.7.4 Champs électriques.....	34	6.7.4 Electric fields	34
6.7.5 Danger d'électrocution	34	6.7.5 Danger of electrocution.....	34
6.7.6 Électrode de mise à la terre.....	35	6.7.6 Ground Electrode	35
6.7.7 Témoignages supplémentaires.....	35	6.7.7 Further testimony.....	35
7. Interventions.....	37	7. Interventions.....	37
7.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited.....	37	7.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited.....	37
7.2 Newfoundland and Labrador Hydro	37	7.2 Newfoundland and Labrador Hydro	37
7.3 Ontario Hydro	40	7.3 Ontario Hydro	40
7.4 Procureur général de Terre-Neuve	41	7.4 Attorney General for Newfoundland	41
7.5 Ministère de l'énergie de l'Ontario.....	41	7.5 Minister of Energy for Ontario.....	41
7.6 Maritime Electric Company, Limited	41	7.6 Maritime Electric Company, Limited	41
7.7 Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick	41	7.7 The New Brunswick Electric Power Commission.....	41
7.8 Procureur général du Québec	41	7.8 Attorney General for Quebec	41
8. Décision.....	43	8. Disposition.....	43
Requête d'exportation.....	43	Application for Export.....	43
8.1 Excédent.....	43	8.1 Surplus.....	43
8.1.1 Exportations en vertu de la Convention de stockage.....	43	8.1.1 Export under the Energy Banking Agreement	43
8.1.2 Énergie excédentaire disponible	44	8.1.2 Available Excess Energy.....	44
8.1.3 Newfoundland and Labrador Hydro et l'Île-du-Prince-Édouard ..	45	8.1.3 Newfoundland and Labrador Hydro and Prince Edward Island	45
8.1.4 Exportations en vertu du Contract d'énergie	46	8.1.4 Exports Under the Energy Contract ..	46
8.1.5 Exportations interruptibles	47	8.1.5 Interruptible Exports.....	47
8.1.6 Exportations garanties à court terme.....	48	8.1.6 Short-Term Firm Exports.....	48
8.1.7 Offres aux services canadiens d'électricité	49	8.1.7 Offers to Canadian Utilities	49
8.2 Prix d'exportation	50	8.2 Export Price	50
8.2.1 Coûts applicables au Canada.....	51	8.2.1 Applicable Costs in Canada.....	51
8.2.2 Prix du service équivalent fourni aux Canadiens.....	51	8.2.2 Price for Equivalent Service to Canadians	51
8.2.3 Coût d'opportunité de l'acheteur.....	53	8.2.3 Purchaser's Least Cost Alternative ..	53
8.2.4 Décisions d'établissement des prix par le comité d'exploitation et du prix d'exportation minimal	54	8.2.4 Pricing decisions by Operating Committee and Minimum Export Price	54
8.3 Répercussions environnementales des exportations.....	55	8.3 Environmental Impact.....	55
8.4 Conclusions de l'Office.....	55	8.4 The Board's Findings.....	55
Requête de certificat.....	56	Application for Certificate.....	56
8.5 Ligne internationale de transport d'électricité.....	57	8.5 The International Power Line.....	57
8.6 Justification économique.....	57	8.6 Economic Feasibility.....	57
8.7 Choix du corridor et du tracé général	58	8.7 Corridor and Route Selection	58
8.8 Impact sur l'environnement.....	59	8.8 Environmental Impact.....	59
8.9 Conclusions de l'Office.....	59	8.9 The Board's Finding.....	59

Liste des Annexes

1. Carte - Les principales installations en 1983.
2. Centrales en service au 31 décembre 1983.
3. Convention de stockage d'énergie: Renseignements et méthode utilisée pour établir les sommes épargnées.
4. Contrat d'énergie: Renseignements, programmes des livraisons et méthode utilisée pour établir le prix des deux types d'Énergie contractuelle.
5. Résumé de la Convention d'interconnexion.
6. Capacité, demande et puissance excédentaire - mois de janvier (1984-2002).
7. Capacité, demande et puissance excédentaire - mois de juillet (1984-2002).
8. Capacité, demande et puissance excédentaire - mois de mars (1984-2002).
9. Productibilité, charge et énergie excédentaire (1984-2002).
10. Énergie hydro-électrique additionnelle (1984-2002).
11. Carte - Ligne internationale de transport d'électricité à ± 450 kV Québec/Nouvelle-Angleterre.
12. Ligne internationale de transport d'électricité: Schéma unifilaire des installations
13. Ligne internationale de transport d'électricité: Caractéristiques techniques.
14. Ligne internationale de transport d'électricité: Évaluation des coûts d'immobilisations et d'entretien.
15. Modalités de la licence d'exportation EL-165, Énergie interruptible (Convention de stockage d'énergie) NEPOOL.
16. Modalités de la licence d'exportation EL-166, Énergie interruptible (Contrat d'énergie) NEPOOL.
17. Modalités de la licence d'exportation EL-167, Puissance et énergie interruptibles (Convention d'interconnexion) NEPOOL.
18. Ordonnance AO-1-EL-154.
19. Ordonnance AO-1-EL-155.
20. Certificat de commodité et de nécessité publiques EC-III-21, Ligne internationale de transport d'électricité à ± 450 kV Québec/Nouvelle-Angleterre.

List of Appendices

1. Map - System's Main Features in 1983.
2. Generating Stations in Service as of 31 December 1983.
3. Energy Banking Agreement: Information and Procedure for Calculation of Total Savings.
4. Energy Contract: Information, Delivery schedules, and price setting methodology for the two types of Contract Energy.
5. Interconnection Agreement: Summary.
6. Capacity, Demand and Excess of Power - Month of January (1984-2002).
7. Capacity, Demand and Excess of Power - Month of July (1984-2002).
8. Capacity, Demand and Excess of Power - Month of March (1984-2002).
9. Capability, Load and Excess of Energy (1984-2002).
10. Additional Hydraulic Energy (1984-2002).
11. Map - Quebec/New England ± 450 kV International Power Line.
12. International Power Line: Block Diagram of Facilities.
13. International Power Line: Technical features.
14. International Power Line: Assessment of Capital and Maintenance Costs.
15. Terms and Conditions of export licence EL-165, (Energy Banking) NEPOOL.
16. Terms and Conditions of export licence EL-166, Interruptible energy (Energy Contract) NEPOOL.
17. Terms and Conditions of export licence EL-167, Interruptible Power and Energy (Interconnection Agreement) NEPOOL.
18. Amending Order AO-1-EL-154.
19. Amending Order AO-1-EL-155.
20. Certificate of Public Convenience and Necessity EC-III-21, Quebec/New England ± 450 kV International Power Line.

Abréviations**Unités de mesure**

km	kilomètre	(1 000 mètres)
kV	kilovolt	(1 000 volts)
MW	mégawatt	(1 000 kilowatts)
kW.h	kilowatt-heure	
GW.h	gigawatt-heure	(1 000 000 kW.h)
TW.h	térawatt-heure	(1 000 GW.h)
\$	dollar canadien	(à moins d'indication contraire)

Abréviations techniques

CCHT	Courant continu à haute tension
ppm	partie par million

Noms

Cedars	La Société de Transmission Électrique Cedars Rapids Ltée
CFLCo	Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited
Île	Île de Terre-Neuve
Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
NEPOOL	New England Power Pool
NLH	Newfoundland and Labrador Hydro
NMPC	Niagara Mohawk Power Corporation
Office	Office national de l'énergie
ONE	Office national de l'énergie
PASNY	Power Authority of the State of New York

Requérante Hydro-Québec

Abbreviations**Units of measurement**


km	kilometer	(1 000 meters)
kV	kilovolt	(1 000 volts)
MW	megawatt	(1 000 kilowatts)
kW.h	kilowatt hour	
GW.h	gigawatt hour	(1 000 000 kW.h)
TW.h	terawatt hour	(1 000 GW.h)
\$	Canadian dollar	(unless otherwise indicated)

Technical abbreviations

HVDC	High Voltage, Direct Current
ppm	parts per million

Names

Act	National Energy Board Act
Applicant	Hydro-Québec
Board	National Energy Board
Cedars	Cedars Rapids Transmission Company Limited
CFLCo	Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited
Island	The Island of Newfoundland
NMPC	Niagara Mohawk Power Corporation
NEB	National Energy Board
NEPOOL	New England Power Pool
NLH	Newfoundland and Labrador Hydro
PASNY	Power Authority of the State of New York



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761117083055>

Partie I - Motions préliminaires

Le 17 mai 1984, l'Office rendait sa décision concernant trois motions préliminaires présentées par les parties intéressées et entendues le 15 mai 1984.

L'Office rejetait d'abord la requête présentée par Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) qui visait à obtenir de l'Office l'ajournement de l'audience jusqu'à ce que:

- 1) la Cour d'appel fédérale ait disposé de l'appel présenté par NLH au sujet de la décision rendue par l'Office en janvier 1984¹, laquelle décision a donné lieu à la délivrance de licences autorisant Hydro-Québec à exporter de l'électricité aux États-Unis;
- 2) l'Office ait disposé de la requête de révision présentée par NLH au sujet de la même décision.

Cependant, l'Office acceptait de suspendre sa décision relativement à la présente requête d'exportation jusqu'à ce qu'il ait disposé de la requête de révision ci-haut mentionnée, ceci afin de permettre aux parties intéressées de demander une réouverture du dossier au cas où l'Office accueillerait favorablement la requête de révision.

Le 18 juin 1984 l'Office a rejeté la requête de révision présentée par NLH.

Par ailleurs, l'Office répondait favorablement à une requête présentée par Hydro-Québec afin d'être exemptée de l'obligation de répondre à une question de NLH concernant les coûts associés à une augmentation future de la capacité de transfert de 690 MW à 2070 MW de la ligne internationale de transport d'électricité proposée.

Enfin, l'Office a rejeté une requête de NLH qui visait à obtenir une ordonnance enjoignant Hydro-Québec à fournir certains renseignements relatifs au tableau des surplus disponibles. Cependant, l'Office a demandé à Hydro-Québec de fournir d'autres renseignements relatifs à ce tableau.

1 "Office national de l'énergie, Motifs de la décision relative à une requête aux termes de la loi sur l'ONE d'Hydro-Québec", ONE, janvier 1984

Part I—Preliminary Motions

On 17 May 1984, the Board rendered its Decision regarding three preliminary motions presented by interested parties and heard on 15 May 1984.

The Board rejected a request presented by Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) to obtain from the Board the postponement of the hearing until:

- 1) the Federal Court of Appeal had disposed of the appeal presented by NLH regarding the Decision rendered by the Board in January 1984¹, which Decision resulted in the issuance of licences authorizing Hydro-Québec to export electricity to the United States;
- 2) the Board had disposed of the Application for Review presented by NLH concerning the same Decision.

However, the Board agreed not to render its Decision regarding the current export application until the Application for Review referred to above had been disposed of, in order to allow interested parties to apply for a reopening of the case in the event that the Board decided to conduct a review.

On 18 June 1984 the Board rejected the Application for Review presented by NLH.

The Board granted a request from Hydro-Québec for it to be exempt from the obligation of answering a question by NLH regarding the cost associated with the increase from 690 MW to 2070 MW of the transfer capacity of the proposed international power line.

Finally, the Board rejected a request from NLH for an order requiring Hydro-Québec to provide certain information relating to its surplus data. However, the Board asked Hydro-Québec to provide other information in regard to that data.

1 "National Energy Board, Reasons for Decision In the Matter of an Application Under the NEB Act of Hydro-Québec", NEB, January 1984

Chapitre 1

Historique

La requérante, Hydro-Québec, est une entreprise de service public productrice et distributrice d'électricité pour le Québec. Elle a été constituée en 1944 par une loi de la législature de la province de Québec et elle est présentement régie par la "Loi sur l'Hydro-Québec" (L.R.Q., chapitre H-5).

Hydro-Québec possède et exploite un réseau de puissance électrique qui s'étend dans presque toutes les régions du Québec. À l'Annexe I une carte illustre les principales installations du réseau en 1983. La carte indique aussi les interconnexions avec les réseaux à l'extérieur de la province. À la fin de l'année 1983, la requérante avait des centrales ayant une puissance de 21 301 MW et une capacité totale d'approvisionnement de 26 526 MW, y compris les achats de puissance garantie.

Le réseau principal d'Hydro-Québec n'a pas d'interconnexion synchrone avec les réseaux électriques voisins au Canada, à l'exception des lignes de transport à 735 kV qui relient la centrale de Churchill Falls au Labrador au réseau de la requérante. Il y a quelque 14 lignes de transport entre l'Ontario et le Québec, mais elles servent à relier des parties électriquement isolées des principaux réseaux du Québec et de l'Ontario. Entre le Québec et le Nouveau-Brunswick, il y a une attache asynchrone à courant continu ayant une puissance nominale de 320 MW, une ligne à 230 kV pouvant alimenter de façon radiale 130 MW de la charge du Nouveau-Brunswick et il y a aussi une ligne temporaire à courant alternatif d'une capacité de 75 MW.

De même, il n'y a pas d'interconnexion synchrone entre Hydro-Québec et aucun réseau important aux États-Unis. Il y a un certain nombre de lignes internationales de transport d'électricité au Québec, mais il s'agit surtout de circuits de distribution à basse tension servant à alimenter des petites charges à titre de service frontalier.

Les principales interconnexions asynchrones avec les États voisins américains comprennent une ligne biterne à 120 kV, d'une puissance utile de 186 MW, propriété de la Société de Transmission Électrique Cedars Rapids Ltée (Cedars) et une ligne à 765 kV d'une puissance de 2500 MW avec l'État de New York.

Entre la province de Québec et les États de la Nouvelle-Angleterre la requérante exploite quatre

Chapter 1

Background

The Applicant, Hydro-Québec, is a public utility producing and distributing electricity throughout Quebec. It was established in 1944 by an act of the legislature of the Province of Quebec. It operates under the authority of the Hydro-Québec Act (R.S.Q. c. H-5).

Hydro-Québec owns and operates an electric power system which covers nearly all regions of Quebec. Appendix I is a map illustrating the main facilities in the system as of 1983. The map also shows the interconnections with systems outside the province. At the end of 1983, the Applicant had 21 301 MW of generating capacity and a total supply capacity, including firm power purchases, of 26 526 MW.

The main Hydro-Québec system does not have synchronous interconnections with neighboring electric systems in Canada with the exception of the 735 kV lines between the Quebec network and the Churchill Falls generating station in Labrador. There are some 14 transmission lines between Ontario and Quebec, but these lines connect areas electrically isolated from the main systems in each province. Between Quebec and New Brunswick there is a direct current asynchronous tie with a nominal capacity of 320 MW, and a 230 kV line can supply radially 130 MW of New Brunswick's load. There is also a temporary alternating current line with a 75 MW capacity.

There are no synchronous interconnections between Hydro-Québec and any major United States system. There are a number of international power lines in Québec, but most of these are low-voltage distribution circuits serving small loads along the border.

The major asynchronous interconnections with neighboring American states include a 120 kV double-circuit line having a capacity of 186 MW owned by the Cedars Rapids Transmission Company Limited (Cedars) and a 765 kV line to New York State having a capacity of 2500 MW.

Between the province of Quebec and the New England states, the applicant operates four

lignes de transport d'électricité: une ligne à 120 kV entre les postes Stanstead au Québec et Border au Vermont pour laquelle l'Office a délivré le certificat de commodité et de nécessité publiques EC-III-17 d'une capacité de transfert de 100 MW et trois autres lignes à 25 kV autorisé par les certificats EC-7, XE-3-82 et XE-4-82 respectivement dont la capacité totale de transfert est de 15 MW. La puissance utile totale des lignes internationales de transport d'électricité vers les États de la Nouvelle-Angleterre est donc de 115 MW.

La capacité totale de transmission instantanée d'Hydro-Québec vers les États-Unis est d'environ 2800 MW.

transmission lines: a 120 kV line between the Stanstead substation in Quebec and the Border substation in Vermont for which the Board has issued Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-17 (transfer capacity of 100 MW) and three other lines of 25 kV each, authorized by certificates EC-7, XE-3-82 and XE-4-82 and having a total transfer capacity of 15 MW. The total transfer capacity of the international power lines to the New England States is 115 MW.

Total transfer capacity to the United States is approximately 2800 MW.

Chapitre 2

Licences détenues par Hydro-Québec

2.1 État du Vermont

Hydro-Québec détient deux licences l'autorisant à exporter un maximum de 525 GW.h annuellement à Citizens Utilities Company au moyen de la ligne à 120 kV vers l'État du Vermont. La licence EL-132 vise l'exportation de puissance et d'énergie garanties durant les mois d'avril à octobre de chaque année et se terminera en décembre 1985. La licence EL-133 permet l'exportation d'énergie interruptible et se terminera en septembre 1985.

Une troisième licence, EL-131, permet l'exportation annuelle de puissance et d'énergie interruptibles, 52 MW et 320 GW.h respectivement, au Vermont Public Service Board et se terminera en septembre 1985. Cette exportation est d'abord transitée par la ligne à 765 kV via le réseau de la Power Authority of the State of New York (PASNY) puis livrée à Vermont Public Service Board.

2.2 État de New York

Hydro-Québec détient sept licences visant des exportations vers l'État de New York au moyen de la ligne à 765 kV et de la ligne biterne à 120 kV de Cedars.

La licence EL-96, qui se terminera le 23 juin 1991, autorise l'exportation garantie, à PASNY, de 800 MW de Puissance de Diversité durant les mois d'avril à octobre de chaque année, ainsi que d'une quantité de base d'énergie qui est fixée à 3000 GW.h par année pour la période se terminant le 31 octobre 1984. Pour les années subséquentes, les quantités d'énergie de même que le prix de cette énergie doivent être négociés conformément au Contrat de Puissance entre Hydro-Québec et PASNY. Avant de définir la quantité de base, qui ne doit pas dépasser 3000 GW.h, l'énergie doit être préalablement offerte aux services canadiens d'électricité aux mêmes prix et conditions. De plus, avant que l'exportation ne puisse commencer, le prix et la quantité de base doivent être soumis à l'approbation de l'Office.

La licence EL-151 autorise l'exportation d'énergie interruptible en vertu du Contrat d'énergie conclu entre Hydro-Québec et PASNY. Cette licence se terminera à la plus rapprochée des dates suivantes: le 31 août 2002 ou la date à laquelle l'objectif global d'Énergie contractuelle, soit 111TW.h,

Chapter 2

Licences Held by Hydro-Québec

2.1 State of Vermont

Hydro-Québec holds two licences authorizing it to export a maximum of 525 GW.h annually to Citizens Utilities Company using the 120 kV line to the State of Vermont. Licence EL-132 covers exports of firm power and energy from April to October each year and expires in December 1985. Licence EL-133 covers exports of interruptible energy and expires in September 1985.

A third licence, EL-131, authorizes the export of 52 MW of interruptible power and 320 GW.h of interruptible energy each year to Vermont Public Service Board, and expires in September 1985. The power is wheeled on the 765 kV line of the Power Authority of the State of New York (PASNY) system to the Vermont Public Service Board.

2.2 State of New York

Hydro-Québec has seven licences for exports to New York State via the 765 kV line and the 120 kV Cedars double-circuit line.

Licence EL-96, which expires on 23 June 1991, authorizes the export to PASNY of 800 MW of firm Diversity Power from April to October each year and a "basic amount" of energy set at 3000 GW.h per year for the period ending 31 October 1984. For subsequent years, quantities of energy and prices are to be negotiated under the Power Contract between Hydro-Québec and PASNY. Before the basic amount of not more than 3000 GW.h is determined, the energy must be offered to Canadian electric utilities at the same price and on the same terms. Prior to exports commencing, the price and basic amount must be approved by the Board.

Licence EL-151 authorizes the export of interruptible energy according to the Energy Contract between Hydro-Québec and PASNY. This licence expires at the earlier of : 31 August 2002 or the date on which the target quantity of Contract Energy, 111 TW.h, had been offered and exported to,

aura été offert et exporté à PASNY, ou rejeté par cette dernière conformément aux termes du Contrat d'énergie.

Les licences EL-152 et EL-153 autorisent des exportations interruptibles à Niagara Mohawk Power Corporation (NMPC) et à PASNY respectivement. La quantité d'énergie qui peut être exportée durant toute période de 12 mois consécutifs est de 23 564 GW.h pour les deux licences combinées, moins toute quantité d'énergie exportée conformément à toute autre licence autorisant l'exportation au moyen des lignes internationales de transport d'électricité pour lesquelles l'Office a délivré les certificats de commodité et nécessité publiques EC-III-15 et EC-10. Ces licences se termineront le 31 août 1995.

Les licences EL-154 et EL-155 autorisent l'exportation de divers blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme, c'est-à-dire pour des périodes de six mois à cinq ans. La licence EL-154 autorise l'exportation durant la période de neuf mois entre le 1^{er} mars et le 30 novembre de chaque année. La quantité maximale sous cette licence est de 1700 MW, moins tout bloc de puissance garantie déjà engagé aux termes de la licence EL-155. La licence EL-154 se terminera le 30 novembre 1992. La licence EL-155 autorise l'exportation de la moindre des quantités suivantes: 1500 MW ou 1700 MW moins tout bloc de puissance garantie déjà engagé aux termes de la licence EL-154. La licence EL-155 se terminera le 31 décembre 1988.

La licence EL-156 autorise l'exportation à titre de transfert relatif à la puissance et à l'énergie garanties transitées aux États-Unis et retournées simultanément sur le réseau d'Hydro-Québec pour desservir ses abonnés de la Réserve indienne de St-Régis dans la province de Québec. Les quantités maximales de puissance et d'énergie qui peuvent être exportées sont de 5 MW et 25 GW.h respectivement. Cette licence se terminera le 31 août 2002.

or, rejected by PASNY as provided by the Energy Contract.

Licences EL-152 and EL-153 authorize interruptible exports to Niagara Mohawk Power Corporation (NMPC) and PASNY respectively. The quantity of energy that may be exported during any consecutive 12-month period is 23 564 GW.h for the two licences combined less any amounts of energy exported pursuant to any other licences under which energy is transmitted over the international power lines for which the Board has issued Certificates of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-15 and EC-10. These licences expire on 31 August 1995.

Licences EL-154 and EL-155 authorize exports of blocks of short-term firm power and energy, for periods from 6 months to 5 years. Licence EL-154 authorizes exports during the 9-month period from 1 March to 30 November of each year. The maximum export under EL-154 is 1700 MW less any block of firm power already committed under licence EL-155. Licence EL-154 expires on 30 November 1992. Licence EL-155 authorizes the export of the lesser of: 1500 MW, or 1700 MW less any block of firm power already committed under licence EL-154. Licence EL-155 expires on 31 December 1988.

Licence EL-156 authorizes the export as a carrier transfer of firm power and energy to the U.S. with simultaneous return to the Hydro-Québec system in order to serve the Indian Reserve of St. Régis in the province of Québec. The maximum quantities of power and energy that can be exported are 5 MW and 25 GW.h respectively. This licence expires on 31 August 2002.

Chapitre 3

La Requête

La requête d'Hydro-Québec à l'Office national de l'énergie en date du 15 avril 1983 est divisée en deux parties: la première partie concerne quatre licences d'exportation, la seconde partie concerne un certificat de commodité et nécessité publiques pour une ligne internationale de transport d'électricité.

La requête originale a été modifiée par la requérante lors de l'audience publique pour tenir compte de la décision de l'Office rendue en janvier 1984, relativement à la requête d'Hydro-Québec datée du 1^{er} décembre 1982 visant des exportations vers l'État de New York. La requête originale est présentée aux sections 3.1 et 3.2 et les modifications à la section 3.3.

3.1 Licences

- (a) une licence pour une période de 18 ans et 2 mois, soit du 1^{er} septembre 1986 au 1^{er} novembre 2004, visant le retour par Hydro-Québec de l'énergie emmagasinée dans son réseau et produite par des compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre, selon les termes de la Convention de stockage d'énergie conclue entre NEPOOL et Hydro-Québec ("(a) Convention de stockage");
- (b) une licence pour une période de 16 ans, soit du 1^{er} septembre 1986 au 31 août 2002, visant l'exportation d'énergie par Hydro-Québec aux Membres du New England Power Pool (NEPOOL) selon les termes du Contrat d'énergie conclu entre Hydro-Québec et NEPOOL ("(b) Contrat d'énergie");
- (c) une licence pour une période de 18 ans et 2 mois, soit du 1^{er} septembre 1986 au 1^{er} novembre 2004, visant l'exportation de puissance et d'énergie par Hydro-Québec aux Membres de NEPOOL selon les termes de la Convention d'interconnexion conclue entre Hydro-Québec et NEPOOL ("(c) interruptible"); et
- (d) une licence pour une période de 19 ans, soit du 1^{er} janvier 1984 au 31 décembre 2002, visant l'exportation de divers blocs de puissance et d'énergie garanties par Hydro-Québec selon les termes de contrats éventuels (d'une durée

Chapter 3

The Application

The application by Hydro-Québec to the Board dated 15 April 1983 is divided in two parts: the first part is a request for four export licences, the second part is a request for a Certificate of Public Convenience and Necessity for an international power line.

The original application was modified by the Applicant during the public hearing to take into account the January 1984 Decision on an application by Hydro-Québec dated 1 December 1982 for exports to the State of New York. The original application is presented in sections 3.1 and 3.2 and the modifications in section 3.3.

3.1 Licences

- (a) a licence for a period of 18 years and 2 months, from 1 September 1986 to 1 November 2004, for the return by Hydro-Québec of energy stored in its system and produced by utilities in New England, under the terms of the Energy Banking Agreement between Hydro-Québec and NEPOOL ((a) "Banking Agreement")
- (b) a licence for a period of 16 years, from 1 September 1986 to 31 August 2002, authorizing Hydro-Québec to export energy to the NEPOOL Participants under the terms of the Energy Contract between Hydro-Québec and NEPOOL ((b) "Energy Contract");
- (c) a licence for a period of 18 years and 2 months, from 1 September 1986 to 1 November 2004, authorizing Hydro-Québec to export power and energy to the NEPOOL Participants under the terms of the Interconnection Agreement between Hydro-Québec and NEPOOL ((c) "interruptible");
- (d) a licence for a period of 19 years, from 1 January 1984 to 31 December 2002, authorizing Hydro-Québec to export various blocks of firm power and energy under the terms of future contracts (for periods of six months to five

variant de six mois à cinq ans) entre Hydro-Québec et des compagnies d'électricité des États de la Nouvelle-Angleterre ("d) court terme garantie").

3.2 Limite des licences demandées

La capacité d'exportation du réseau d'Hydro-Québec vers les États de la Nouvelle-Angleterre sera limitée par la capacité de la nouvelle interconnexion à courant continu d'une tension de ± 450 kV Québec / Nouvelle-Angleterre à 690 MW et par la capacité des lignes internationales existantes entre la province de Québec et les États de la Nouvelle-Angleterre. La capacité totale de transfert de ces lignes serait de 805 MW en 1986.

La présente requête vise l'exportation d'une quantité annuelle maximale globale de puissance garantie et de puissance interruptible allant jusqu'à 69 MW pour les années 1984 et 1985, et 805 MW pour les années 1986 à 2004. Pour l'énergie, ces quantités annuelles seraient 604 GW.h en 1984 et 1985, 3028 GW.h en 1986 et 7052 GW.h pour les années 1987 à 2004.

La partie (a) "Convention de stockage" vise le retour de l'énergie qui aurait été produite par les Membres de NEPOOL et qui serait emmagasinée dans les réservoirs d'Hydro-Québec. La quantité maximale d'énergie qui serait exportée selon cette Convention de stockage serait de 3000 GW.h par année pendant la période demandée.

La partie (b) "Contrat d'énergie"¹ vise l'exportation d'une quantité totale d'énergie de 33 000 GW.h et d'une quantité annuelle maximale de 4000 GW.h pendant la période demandée.

La partie (c) "interruptible" vise l'exportation d'une quantité annuelle maximale de puissance interruptible allant jusqu'à 790 MW pour les années 1986 à 2004. Les quantités annuelles d'énergie correspondantes seraient 2313 GW.h pour l'année 1986 et 6920 GW.h pour les années 1987 à 2004.

La partie (d) "court terme garantie" vise l'exportation de divers blocs de puissance et d'énergie garanties pour des périodes de six mois à cinq ans. Plus précisément, Hydro-Québec a demandé l'autorisation d'exporter différentes quantités maximales de puissance garantie à court terme durant différentes périodes de l'année. Les exemples qui suivent sont parmi les quantités et périodes suggérées dans la requête:

- I. 69 MW durant une période de neuf mois entre le 1^{er} mars et le 30 novembre des années 1984 et 1985, et par la suite 805 MW jusqu'à l'an 2002. Les quantités maximales annuelles d'énergie correspondantes seraient respectivement de 455 GW.h en 1984 et 1985, de 2266 GW.h en 1986 et de 5313 GW.h de 1987 à 2002.

years) between Hydro-Québec and utilities in the New England states ((d) "short-term firm").

3.2 Licence Limits

The export capacity of the Hydro-Québec system to the New England states will be limited by the capacity of the new 690 MW ± 450 kV direct current interconnection between Quebec and New England and by the existing international power lines between Quebec and the New England states. The total transfer capacity of these lines would be 805 MW in 1986.

The present application concerns the export of a total annual quantity of firm and interruptible power of up to 69 MW for the years 1984 and 1985, and 805 MW for the years 1986 to 2004. For energy these annual quantities would be 604 GW.h for 1984 and 1985, 3028 GW.h for 1986 and 7052 GW.h for the years 1987 to 2004.

Part (a) "Banking Agreement" is for the return of energy produced by the NEPOOL Participants and stored in Hydro-Québec's reservoirs. The maximum quantity of energy exported under this agreement would be 3000 GW.h a year during the requested period.

Part (b) "Energy Contract"¹ is for the export of a total quantity of 33 000 GW.h of energy, and a maximum annual quantity of 4000 GW.h during the requested period.

Part (c) "interruptible" is for the export of a maximum annual quantity of interruptible power of up to 790 MW for the years 1986 to 2004. The corresponding annual quantities of energy would be 2313 GW.h for 1986 and 6920 GW.h for the years 1987 to 2004.

Part (d) "short-term firm" is for the export of various blocks of short-term firm power and energy for periods of six months to five years. Hydro-Québec has requested authorization to export various maximum quantities of short-term firm power and energy in various periods of the year. Among the requested quantities and periods are the following:

- I. 69 MW in the nine-month period from 1 March to 30 November in each of the years 1984 and 1985 and then 805 MW in any year up to 2002. The corresponding maximum quantities of energy in any year would be 455 GW.h in 1984 and 1985, 2266 GW.h in 1986 and 5313 GW.h in any year thereafter up to 2002;

¹ Voir section 4.2, Contrat d'énergie

¹ See section 4.2, Energy Contract

2. 69 MW par année civile en 1984 et 1985, 805 MW de 1986 à 1988, diminuant à 560 MW en 1989 et à zéro en 1990. Les quantités maximales d'énergie correspondantes seraient de 604 GW.h en 1984 et 1985, 3028 GW.h en 1986, 7052 GW.h en 1987 et 1988, diminuant à 4906 GW.h en 1989 et zéro à partir de 1990.

Hydro-Québec a aussi demandé l'autorisation d'exporter différentes quantités de puissance et d'énergie garantis à court terme durant des périodes de 10 et 11 mois pour toute la durée de la licence demandée, c'est-à-dire de 1984 à 2002.

3.3 Modification à la requête de licences

En janvier 1984 l'Office a rendu sa décision relativement à la requête d'Hydro-Québec datée du 1^{er} décembre 1982 et a délivré six licences (EL-151 à EL-156) autorisant l'exportation d'électricité vers l'État de New York. Ces licences ont été approuvées par le gouverneur en conseil le 5 avril 1984. Relativement à cette décision de l'Office, durant le contre-interrogatoire du procureur de l'Office le témoin de la requérante a déclaré que des licences d'exportation quelque peu différentes de la requête originale seraient acceptables et par conséquent Hydro-Québec a modifié sa requête comme suit:

Partie (b) "Contrat d'énergie": une licence d'exportation pourrait être assortie des mêmes modalités que la licence EL-151.

Partie (c) "interruptible": une licence d'exportation semblable aux licences EL-152 et EL-153 serait acceptable à Hydro-Québec y compris la même durée.

Partie (d) "court terme garantie": les modalités des licences EL-154 et EL-155 pour exporter durant des périodes de 9 et 12 mois par année seraient satisfaisantes pour Hydro-Québec. De plus la requérante n'a pas demandé d'augmenter les quantités maximales prévues dans ces deux licences mais désire plutôt ajouter le marché de la Nouvelle-Angleterre à celui de l'État de New York dans les licences EL-154 et EL-155.

3.4 Certificat

Le certificat demandé par Hydro-Québec autoriserait la construction d'une ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à une tension de ± 450 kV de 77,5 km de longueur entre le futur poste Des Cantons dans la périphérie de Sherbrooke, dans la province de Québec, et un point situé à 610 mètres à l'ouest de la borne 532 sur la frontière internationale.

2. 69 MW in any calendar year in 1984 and 1985, 805 MW in any year from 1986 to 1988, diminishing to 560 MW in 1989 and to zero in 1990. The corresponding maximum quantities of energy in any year would be 604 GW.h in 1984 and 1985, 3028 GW.h in 1986, 7052 GW.h in 1987 and 1988 diminishing to 4906 GW.h in 1989 and to zero in 1990.

Hydro-Québec also applied for authorization to export various quantities of short-term firm power and energy in 10-month and 11-month periods throughout the term of the licence from 1984 to 2002.

3.3 Modification to the Licence Application

In January 1984, the Board rendered its Decision on an application by Hydro-Québec dated 1 December 1982 and issued six licences (EL-151 to EL-156) authorizing exports of electricity to the State of New York. These licences were approved by the Governor in Council on 5 April 1984. As a consequence of this Decision, during cross-examination by the Board's counsel, the Applicant's witness said that export licences slightly different than described in the original application would be acceptable and accordingly Hydro-Québec modified its request as follows:

Part (b) "Energy Contract": an export licence containing the same conditions as licence EL-151 would be acceptable to Hydro-Québec.

Part (c) "interruptible": an export licence identical to Licences EL-152 and EL-153, including the same period, would be acceptable to Hydro-Québec.

Part (d) "short-term firm": conditions of Licences EL-154 and EL-155 for exports during periods of 9 and 12 month each year would be satisfactory to Hydro-Québec. Also, the Applicant did not ask that the maximum quantities specified in these licences be increased, but requested that the New England market be added to the market of the State of New York in Licences EL-154 and EL-155.

3.4 Certificate Application

The certificate requested by Hydro-Québec would authorize construction of a direct current international power line at a voltage of ± 450 kV of 77.5 km in length between the future Des Cantons substation in the vicinity of Sherbrooke in the province of Quebec and a point located 610 meters west of marker 532 on the international boundary

Chaptire 4

Les contrats

4.1 Convention de stockage d'énergie

La Convention de stockage d'énergie entre les Membres de NEPOOL et Hydro-Québec a été signée le 21 mars 1983. Cette convention sera en vigueur pour une période initiale se terminant à la première des dates suivantes:

- i) le 1^{er} novembre 2004, ou
- ii) 15 ans après la date de mise en service de l'interconnexion ± 450 kV CCHT Québec / Nouvelle-Angleterre.

Par la suite, la convention se renouvelerait automatiquement d'année en année, mais sur avis écrit d'au moins 12 mois par l'une ou l'autre des parties elle pourrait se terminer à la fin de la période initiale ou à la date anniversaire de la fin de cette période.

La convention de stockage prévoit les mécanismes par lesquels des compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre livreraient de l'énergie à Hydro-Québec lorsque leurs coûts de production seraient bas et cette énergie serait retournée lorsque leurs coûts de production seraient plus élevés.

Des modalités de la Convention de stockage garantissent que les charges domestiques d'Hydro-Québec auraient priorité dans l'éventualité où l'énergie devant être retournée à NEPOOL était requise au Québec.

Les détails du calcul des économies de NEPOOL qui seraient faites ainsi qu'une description plus détaillée de la Convention sont présentés à l'Annexe III.

Comme il est mentionné dans la requête, la requérante a conclu la Convention de stockage d'énergie "Afin de justifier la construction d'une interconnexion et d'en garantir le financement, advenant la situation où Hydro-Québec n'aurait aucun surplus d'énergie disponible pour quelques raisons ou périodes de temps que ce soit, ..."

Un témoin de la requérante a expliqué que les transactions faites aux termes de la Convention de stockage auraient un effet négligeable sur l'exploitation de la centrale de Churchill Falls et n'affecteraient pas la fourniture d'énergie de cette centrale aux marchés du Labrador.

Chapter 4

The Contracts

4.1 Energy Banking Agreement

The Energy Banking Agreement between the NEPOOL participants and Hydro-Québec was signed on 21 March 1983. This agreement will be in effect for an initial period ending at the earliest of:

- i) 1 November 2004, or
- ii) 15 years after the in-service date of the ± 450 kV HVDC interconnection between Quebec and New England.

After that the agreement will be automatically renewed each year but on a minimum 12-month written notice by either party it can be terminated at the end of the initial period or on the anniversary date of the end of this period.

The Energy Banking Agreement provides a mechanism by which New England electric utilities would deliver energy to Hydro-Québec when their production costs were low and would receive energy from Hydro-Québec when their production costs were higher.

Provision of the Energy Banking Agreement ensure that the supply to Hydro-Québec's domestic loads would have priority if the energy to be returned to NEPOOL was required in Québec.

A detailed description of the computation of NEPOOL's savings and a more detailed description of the Agreement are presented in Appendix III.

As mentioned in the Application, the applicant has concluded the Energy Banking Agreement "In order to justify the construction of an interconnection and guarantee the financing, in the case where Hydro-Québec would have no surplus energy available during whatever length of time for whatever reason..."

A witness for the applicant explained that transactions made under the terms of the Energy Banking Agreement would have a negligible effect on the operation of the Churchill Falls station and would not affect the supply of energy from this station to markets in Labrador.

4.2 Contrat d'énergie

Le Contrat d'énergie entre NEPOOL et Hydro-Québec a été signé le 21 mars 1983. Ce contrat sera en vigueur pour une période de 11 ans à compter du 1^{er} septembre 1986 jusqu'au 31 août 1997. Si toute l'Énergie contractuelle, soit 33 TW.h, n'a pas été offerte par Hydro-Québec avant le 31 août 1997, la période pourrait être prolongée jusqu'au 31 août 2002.

Le Contrat d'énergie vise un objectif total de 33 TW.h d'Énergie contractuelle qui serait exportée durant les 11 premières années à raison d'un objectif annuel de 3 TW.h. De plus pour chaque année, un minimum de 0,6 TW.h sera offert par Hydro-Québec si la quantité cumulative d'énergie rendue disponible aux Membres de NEPOOL pendant les Années contractuelles précédentes est moindre que le total cumulatif des objectifs annuels de ces mêmes années. Les livraisons d'Énergie contractuelle sont interruptibles pour alimenter les charges régulières et interruptibles du réseau d'Hydro-Québec.

L'Annexe IV des présents Motifs de décision donne tous les renseignements pertinents et explique les programmes des livraisons et la méthode utilisée pour établir le prix des deux types d'Énergie contractuelle.

4.3 Convention d'interconnexion

La Convention d'interconnexion datée du 21 mars 1983 conclue entre NEPOOL et Hydro-Québec prévoit l'assistance mutuelle en cas d'urgence et offre des avantages additionnels, y compris l'achat et la vente de puissance à court terme et d'énergie supplémentaire. Les transactions prévues dans ces conventions sont décrites à l'Annexe V.

4.4 Comité d'exploitation

Au nom des deux parties, le Comité d'exploitation est autorisé à rendre les mesures nécessaires pour assurer la livraison et le paiement de l'Énergie contractuelle et de l'énergie interruptible conformément à l'esprit et aux dispositions du Contrat d'énergie et de la Convention d'interconnexion. Le Comité peut, entre autres, modifier les quantités d'Énergie contractuelle programmées annuellement ou hebdomadairement et la méthode proposée pour établir le Coût de base de l'énergie¹; il peut aussi établir le prix de l'énergie supplémentaire ou de conservation, et de l'énergie tertiaire.

4.2 Energy Contract

The Energy Contract between NEPOOL and Hydro-Québec was signed on 21 March 1983. It will be in effect for an initial period of 11 years, from 1 September 1986 to 31 August 1997. If all the Contract Energy of 33 TW.h has not been offered by Hydro-Québec by 31 August 1997, the period could be extended to 31 August 2002.

The Energy Contract specifies a total target amount of 33 TW.h of Contract Energy to be exported in the first 11 years with an annual target of 3 TW.h. Moreover, for each year, a minimum of 0.6 GW.h shall be exported if the cumulative quantity of energy made available to NEPOOL in the preceding contract years is less than the cumulative total of the annual targets for those years. The Contract Energy deliveries are interruptible to supply primary and interruptible loads on Hydro-Québec's system.

Appendix IV of these Reasons for Decision explains the delivery schedules and the method used to establish the price of the two types of Contract Energy and other details.

4.3 Interconnection Agreement

The Interconnection Agreement dated 21 March 1983 between NEPOOL and Hydro-Québec provides for mutual assistance in the event of emergency and offers additional benefits such as the purchase and sale of Short-Term Power and Supplemental Energy. The transactions provided under these agreements are summarized in Appendix V.

4.4 Operating Committee

The Operating Committee is authorized on behalf of both parties to ensure delivery of and payment for Contract Energy and interruptible energy in accordance with the spirit and provisions of the Energy Contract and the Interconnection Agreements. The Committee may, among other things, alter the amounts of Contract Energy scheduled annually or weekly and the proposed method of establishing the Basic Energy Cost¹, and may set the price for Supplemental and Tertiary Energy.

¹ Le coût de base de l'énergie est défini à l'Annexe IV.

¹ Refer to Appendix IV for a definition of the Basic Energy Cost.

Chapitre 5

La Preuve:

Exportation de puissance et d'énergie

5.1 Les Charges au Québec

À la fin de l'année 1983, la requérante desservait 2 252 697 abonnés domestiques et agricoles, 262 155 abonnés commerciaux et 12 953 abonnés industriels. La catégorie industrielle comprend des industries primaires telles que les mines et les pâtes et papiers ainsi qu'un groupe important d'industries secondaires du secteur manufacturier.

La puissance maximale appelée sur le réseau en décembre 1983 a été de 19 788 MW comparativement à une pointe de 18 379 MW l'année précédente, soit une croissance de 7,7 %. Les ventes totales d'électricité ont atteint 107,7 TWh en hausse de 3,9 % par rapport à l'année précédente.

5.2 Programme d'équipement

Selon le rapport annuel d'Hydro-Québec, en 1983 la capacité de production totale disponible sur le réseau d'Hydro-Québec était de 26 523 MW. Cette somme est composée de quelque 19 555 MW de capacité hydraulique, 1058 MW de capacité thermique, 685 MW de capacité nucléaire et 5225 MW de puissance nominale en provenance de Churchill Falls.

Pour pourvoir à l'augmentation de la charge prévue pour le Québec il y a quelques années, la requérante aménage présentement des installations hydrauliques importantes sur la rivière La Grande. La centrale LG-4 sera complétée en 1985 et aura une capacité totale de 2637 MW.

Les témoignages et la plaidoirie finale de la requérante indiquent que d'ici l'an 2000, en raison du taux de croissance moyenne de la demande de 2,9 % par année pour la période 1981-2001 adopté comme étant le plus probable au moment de l'audition de la requête, seules des centrales de pointe seront ajoutées au réseau et aucune nouvelle installation de base susceptible de produire de l'énergie n'est prévue. La construction de certaines installations a même été arrêtée. Un témoin a déclaré qu'Hydro-Québec prépare son plan d'équipement strictement en fonction des besoins du Québec et qu'elle n'a planifié aucune installation de production pour des fins d'exportation.

Chapter 5

The Evidence:

Power and Energy Exports

5.1 Quebec Loads

At the end of 1983, the Applicant served 2 252 687 domestic and farm customers, 262 155 commercial customers and 12 953 industrial customers. The industrial category includes such primary industries as mining and pulp and paper as well as a large body of secondary industries in the manufacturing sector.

The peak load on the system in December 1983 was 19 788 MW, compared to a peak of 18 379 MW the year before, for an increase of 7.7 %. Total energy sales were 107.7 TWh, an increase of 3.9 % from the previous year.

5.2 Generating Capacity and Additions

According to the Hydro-Québec annual report, the total generating capacity of the Hydro-Québec system in 1983 was 26 523 MW. This amount includes about 19 555 MW of hydraulic capacity, 1058 MW of thermal capacity, 685 MW of nuclear capacity and a nominal 5225 MW of purchased capacity from Churchill Falls.

To supply the increased Quebec demand as forecast in previous years, the Applicant is constructing large hydroelectric facilities on the LaGrande River. The LG-4 station will be completed in 1985 with a total capacity of 2637 MW.

The Applicant's testimony and final argument indicated that prior to the year 2000 only peak generating stations will be added to the system and no new base load facilities designed to produce energy are scheduled because the average annual growth in demand, adopted as the most probable growth at the time of the hearing, was forecast to be 2.9 % a year for the period 1981 to 2001. The construction of certain facilities has even been stopped. A witness also stated that Hydro-Québec's generation expansion program is based strictly on meeting Quebec needs, and does not provide for any generating units for export purposes.

5.3 Charge, approvisionnement et excédent

La requête comprend des prévisions mensuelles des besoins prioritaires de puissance et d'énergie du réseau d'Hydro-Québec pendant toute la période demandée pour les licences. Ces prévisions sont fondées sur un scénario de croissance moyenne de 2,9 % par année pour la période 1981 à 2001 et sont à toutes fins pratiques identiques à celles qui ont été présentées en preuve lors de l'audience précédente devant l'Office¹. La requérante avait alors indiqué que ses prévisions étaient préparées au moyen de méthodes dites analytiques mixtes tenant compte d'abord des catégories désagrégées de la clientèle, puis de la qualité et de la quantité de données disponibles pour chacune de ces catégories. En outre, dans ce modèle de prévision on a retenu une série d'hypothèses démographiques, économiques et énergétiques et les résultats des analyses d'élasticité de la demande qui tiennent compte à la fois des programmes incitatifs de consommation ou d'économie d'énergie mis en oeuvre par Hydro-Québec et de la concurrence entre les différents types d'énergie. Un autre modèle qui tient compte des résultats du modèle précédent établit une production optimale en vue de maximiser les profits d'exploitation pour toute la période étudiée.

Les Annexes VI et VII montrent pour les mois de janvier et juillet respectivement, et ceci pour chaque année de la période d'exportation demandée, une estimation des données telles que préparées par la requérante concernant la capacité de production, les besoins réguliers y compris les contrats garantis de vente à l'extérieur de la province, et la puissance excédentaire. L'analyse des données mensuelles de puissance et d'énergie insérées dans la requête et utilisées pour préparer les Annexes VI et VII a indiqué que la capacité de production serait utilisée au maximum durant le mois de janvier et au minimum durant le mois de juillet. De plus on peut y voir une indication que la requérante prévoit des excédents de puissance tous les mois des années 1984 à 1989 inclusivement, qu'elle entend mettre à la disposition du marché d'exportation. Cependant, à compter de 1990, des déficits apparaissent en janvier, février et décembre de presque toutes les années. Pour le mois de janvier, l'année critique de la période 1984 à 1989 est l'année 1984 où l'excédent projeté est de 1464 MW.

Le tableau à l'Annexe VIII montre, pour le mois de mars, des données concernant la capacité de production, les besoins réguliers et la puissance excédentaire dans un format semblable à celui qui se trouve à l'Annexe VI mais moins détaillé. Ce mois étant celui où la puissance excédentaire est le

5.3 Load, Supply and Excess Power and Energy

The application includes monthly estimates of power and energy requirements for the Hydro-Québec system throughout the period to be covered by the licences. These estimates are based on an average annual growth rate of 2.9 % for the period 1981 to 2001, and are identical to those presented to the Board during the preceding hearing¹. At that time the Applicant had indicated that the estimates were prepared using so-called compound analytical methods, taking into account the separate categories of customers and the quality and quantity of the data available for each of these categories. In addition, the forecasting model used a set of demographic, economic and energy assumptions and an analysis of the demand elasticity resulting from both inter-fuel competition and the energy conservation and consumption incentive programs implemented by Hydro-Québec and by the competition between the different types of energy. Another model taking into account the results of the preceding model established the optimal production in order to maximize the operating profits during the period studied.

Appendices VI and VII show, for the months of January and July respectively of each year of the requested export period, the applicant's estimates of power capability, regular requirements including firm commitments outside the province, and excess power. An analysis of the monthly statements given in the application and used to prepare Appendices VI and VII indicates that the maximum load would occur in January and the minimum load in July. Furthermore, the Applicant expects there will be an excess of power for each month in the period from 1984 to 1989 inclusive, and the Applicant intends to make this power available to the export market. From 1990 on, however, deficits appear in January, February and December of most years. For the month of January, the critical year of the proposed period from 1984 to 1989 is the year 1984 where the excess is projected to be 1464 MW.

Appendix VIII gives a forecast of the capacity, demand and excess of power for March similar to those in Appendix VI, but with less detail. March is the month of the lowest excess of power during the nine-month period, March to November. For the month of March, the critical year of the proposed

1 Motifs de la décision - Hydro-Québec/PASNY, ONE, janvier 1984

1 Reasons for Decision - Hydro-Québec/PASNY, NEB, January 1984.

moins élevée durant la période de neuf mois, c'est-à-dire de mars à novembre. Pour le mois de mars, l'année critique de la période 1984 à 1992 est l'année 1992 où l'excédent projeté est de 2645 MW.

L'Annexe IX indique des quantités annuelles relativement à la productibilité, aux besoins réguliers d'énergie et à l'énergie excédentaire. Ce tableau montre que le réseau disposera de quantités annuelles d'énergie excédentaire de plus de 15 000 GW.h de 1984 à 1997 et d'une quantité totale d'environ 480 000 GW.h entre 1984 et 2002.

Toutes les données, tant pour la capacité de production que pour la productibilité d'énergie, indiquent que la requérante exploite son réseau de façon à assurer la fiabilité d'alimentation des besoins réguliers d'une demande normale basée sur un scénario de croissance moyenne de 2,9 % par année pour la période 1981 à 2001, et à dégager les excédents, s'il y a lieu, en vue de maximiser les profits d'exploitation. Pour arriver à ces résultats, Hydro-Québec a considéré que la production hydroélectrique tient compte de l'eau emmagasinée dans les réservoirs et du potentiel évolutif de stockage, que les contraintes d'exploitation des systèmes hydrauliques sont intégrées avec les caractéristiques et plans d'entretien des équipements de production et de transport, et que les restrictions dues au potentiel de la demande ainsi qu'à sa forme temporelle peuvent occasionner des déversements compte tenu de la capacité de production et d'emmagasinement d'eau. Dans de telles conditions, les quantités additionnelles d'énergie hydraulique telles qu'indiquées à l'Annexe X sont disponibles et sont stockées sous forme d'eau dans les réservoirs jusqu'à ce que ceux-ci soient remplis à capacité.

La preuve a déjà été faite à quelques reprises devant l'Office à l'effet que pour Hydro-Québec la capacité de production énergétique moyenne¹ correspond à la capacité de production d'énergie sûre² vu le potentiel d'emmagasinement d'eau de ses réservoirs et l'improbabilité d'avoir régulièrement des apports naturels en dessous de la moyenne historique de ces mêmes apports.

Dans le cas où la demande d'énergie devrait augmenter de façon à dépasser de beaucoup le taux de 2,9 % par année, un témoin de la requérante a déclaré que la première réaction serait d'utiliser l'eau qui est disponible pour les ventes d'énergie excédentaire afin de satisfaire l'accroissement de la demande intérieure et ainsi retarder la mise en service de certains équipements de base. Cependant, on a aussi indiqué être en mesure de devancer la date de mise en service de certaines installations de production si les besoins réguliers

period from 1984 to 1992 is the year 1992 where the projected excess is 2645 MW.

Appendix IX gives estimates of annual energy capability, regular load and excess energy. It shows that Hydro-Québec will have annual quantities of excess energy of more than 15 000 GW.h from 1984 to 1997 and a total quantity of about 480 000 GW.h between 1984 and 2002.

The data on capacity and energy production indicates that the applicant's goal is to operate its system to ensure the reliability of supply of its regular loads based on an average annual load growth scenario of 2.9 % for the period 1981 to 2001, and to utilize the excess in order to maximize its operating profits. To attain these results, Hydro-Québec takes into account its existing reservoir levels and the potential increase in its total reservoir capacity, the operating constraints of its system and their integration with the equipment performance characteristics and the equipment maintenance schedule, and spillage resulting from the mismatch between the demand curve and the system production and storage capabilities. Under these conditions, the additional quantities of hydro-electric energy shown in Appendix X would be available and could be stored as water in the reservoirs until these were filled to capacity.

In this hearing, as in previous hearings, Hydro-Québec submitted evidence showing that its average energy production capability¹ corresponds to its dependable energy production capability² due to the water storage potential of its large reservoirs and the improbability of experiencing water levels below the historical average of these levels.

If energy demands should increase more than the projected average of 2.9 % a year, a witness said that the applicant's first reaction would be to use the water otherwise available for sales of excess energy to supply the increased domestic demand in order to delay putting into service additional base load generating equipment. However, it was indicated that Hydro-Québec was in a position to bring forward the in-service date of certain generating units if the regular needs required it. Also, a lot would depend on when this increase occurred,

1 Apport d'énergie annuelle excédé 50 % du temps

2 Apport d'énergie annuelle excédé 85 % du temps

1 Annual energy availability exceeded 50 % of the time

2 Annual energy availability exceeded 85 % of the time

l'exigeaient. Aussi tout dépendrait du moment où une telle augmentation se produirait, c'est-à-dire durant les années 1985 et 1986 où l'énergie excédentaire est abondante ou en 1993 et 1994 quand les excédents annuels seraient moins élevés. Relativement à une réduction possible des réserves énergétiques stockées dans ses réservoirs, Hydro-Québec a déclaré qu'elle n'a aucunement l'intention de réduire le niveau de ses réservoirs pour fournir de l'énergie selon les Contrats d'énergie ni à New York ni à la Nouvelle-Angleterre.

Outre les quantités de puissance et d'énergie excédentaires qui seraient générées à même la capacité totale de production du réseau y compris les achats contractuels, tel qu'indiqué aux Annexes VI à X, il pourrait y avoir des quantités additionnelles de puissance et d'énergie disponibles à partir de la centrale de Churchill Falls. Depuis 1978, Hydro-Québec a pu acheter annuellement plus de 5000 GW.h en sus des quantités contractuelles mentionnées dans la requête. Un témoin a déclaré qu'Hydro-Québec a l'intention de continuer d'acheter la totalité d'énergie disponible de la centrale de Churchill Falls.

Dans des situations difficiles telle la période de pointe hivernale, Hydro-Québec peut délester certaines charges industrielles qui sont interruptibles moyennant un préavis de quelques heures, ou choisir d'acheter de la puissance à l'extérieur de ses frontières.

5.4 Marché d'exportation

En 1971, les compagnies d'électricité des six États de la Nouvelle-Angleterre se sont regroupées pour former le consortium New England Power Pool (NEPOOL). Il y a environ 85 compagnies individuelles au sein de cette organisation. Les objectifs de NEPOOL sont la fiabilité de l'approvisionnement et le partage équitable des bénéfices et des coûts qui résultent de l'exploitation unifiée du système électrique. NEPOOL réunit plus de 99,5 % de la capacité de production et répond aux besoins des États de la Nouvelle-Angleterre. De plus, NEPOOL a des interconnexions avec La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick et PASNY.

Nouvelle-Angleterre Capacité de production					
Source	1980		projection 1990		
	MW	%	MW	%	
mazout	13 756	63	11 181	43	
charbon	456	2	3 784	15	
nucléaire	4 314	20	7 788	30	
hydro	2 907	14	2 974	11	
autres	308	1	181	1	
	21 741	100	25 908	100	

that is during the years around 1985 and 1986 when the excess energy would be abundant or around 1993 and 1994 when the excess would be lower. Hydro-Québec stated it had no intention of reducing the level of its reservoirs to supply energy under the Energy Contracts to New York or New England.

In addition to the quantities of excess power and energy shown in Appendices VI to X, quantities of power and energy in excess of Hydro-Québec's minimum contractual purchases could be available from the Churchill Falls generating station. Since 1978, Hydro-Québec has purchased, in addition to the minimum contractual quantities given in its application, more than 5000 GW.h per year. A witness said that Hydro-Québec intends to continue to buy all of the available energy production from the Churchill Falls station.

In extreme situations, such as at the time of the winter peak, Hydro-Québec can shed some industrial loads on short notice or purchase power from outside the province.

5.4 Export Market

In 1971, the utilities in the six New England states formed the New England Power Pool (NEPOOL). There are approximately 85 individual companies in this organization. The objectives of NEPOOL are reliability of supply and equitable sharing of benefits and costs resulting from the unified operation of the electric system. The NEPOOL system includes over 99.5 % of the New England electric generating capacity and load. NEPOOL also has interconnections with the New Brunswick Electric Power Commission system and PASNY.

New England Production Capacity					
Source	1980		Projection 1990		
	MW	%	MW	%	
oil	13 756	63	11 181	43	
coal	456	2	3 784	15	
nuclear	4 314	20	7 788	30	
hydro	2 907	14	2 974	11	
others	308	1	181	1	
	21 741	100	25 908	100	

Le tableau ci-dessus indique qu'en 1980, 63 % de la capacité de production était alimentée au mazout et seulement 2 % au charbon. Pour l'année 1990 on prévoit que la capacité de production alimentée au charbon atteindrait 15 % et que la capacité alimentée au mazout diminuerait à 43 %.

Pour l'année 1990, 29 % de la production d'énergie électrique proviendrait du mazout et 21 % du charbon en comparaison avec 55 % et 6 % en 1980.

Pour l'année 1983, la charge de pointe d'été atteignait 15 703 MW en septembre tandis que la charge de pointe d'hiver était de 15 838 MW en décembre, les besoins en énergie se sont élevés à 89,8 GW.h. Jusqu'en l'an 2000, les Membres de NEPOOL prévoient une croissance annuelle moyenne de 1,9 % de la pointe d'été, 2,0 % de la pointe d'hiver et 2,4 % des besoins en énergie.

Le témoin américain a fait remarquer que NEPOOL avait présentement un surplus de capacité de production de 40 %, alors qu'une réserve de moins 20 % est jugée nécessaire.

5.5 Offres d'électricité aux services Canadiens

Le 27 septembre 1983 la requérante envoyait des lettres identiques à La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, à St. Lawrence Power Company, et à Ontario Hydro. Ces lettres étaient accompagnées d'une copie de la requête déposée auprès de l'Office et demandaient à ces sociétés de faire connaître leurs positions quant aux exportations projetées.

Ces lettres indiquaient le protocole qu'Hydro-Québec entend suivre pour mettre d'abord à la disposition de ces trois services canadiens l'énergie excédentaire qui serait destinée à l'exportation, aux termes du Contrat d'énergie avec NEPOOL. Ce protocole avait été accepté par les parties intéressées lors de l'audition de la requête Hydro-Québec/PASNY à l'automne 1983.

Dans une lettre datée du 29 février 1984, La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick indiquait "Énergie N.-B. comprend qu'Hydro-Québec s'engage à offrir chaque année aux réseaux canadiens accessibles les surplus d'énergie disponibles pour l'exportation...". Elle ajoutait "Énergie N.-B. comprend également qu'avant la conclusion de tout contrat de puissance et d'énergie garantie avec les entreprises américaines, Hydro-Québec va d'abord l'offrir à Énergie N.-B.". Quant à la Convention de stockage d'énergie, Énergie N.-B. dit qu'elle serait intéressée à discuter d'un projet semblable avec Hydro-Québec et, s'il y avait des avantages réciproques, les deux parties pourraient arriver à signer une telle convention. On n'y mentionnait rien au sujet des ventes prévues par la Convention d'interconnexion

The table above indicates that in 1980, 63 % of the production capacity was based on oil while only 2 % was based on coal. For the year 1990, the production capacity based on coal is forecast to reach 15 % and the oil based capacity should decrease to 43 %.

For the year 1990, 29 % of energy production would be from oil and 21 % from coal compared with 55 % and 6 % respectively in 1980.

For the year 1983, the summer peak load was 15 703 MW in September while the winter peak load was 15 838 MW in December; energy needs were 89.8 GW.h. Through to the year 2000, the NEPOOL Participant's forecast for electric load growth is for an average annual compound growth of 1.9 % for summer peak load, 2.0 % for winter peak load, and 2.4 % for energy needs.

The American witness stated that NEPOOL currently has a production capacity surplus of 40 %; a reserve of less than 20 % is necessary.

5.5 Offers to Canadian Utilities

On 27 September 1983, the Applicant sent identical letters of offer to The New Brunswick Electric Power Commission, the St. Lawrence Power Company and Ontario Hydro requesting comments on the proposed exports, along with copies of its application to the Board.

These letters indicated the process Hydro-Québec would follow to put at the disposal of these three Canadian utilities, the surplus energy which would be reserved for export under the terms of the Energy Contract with NEPOOL. This process had been accepted by the interested parties during the Hydro-Québec/PASNY hearing in 1983.

In a letter dated 29 February 1984, the New Brunswick Electric Power Commission stated "NB Power understands that Hydro-Québec undertakes to offer each year to accessible Canadian systems the energy surplus available for exports...". It added "NB Power understands also that before finalizing any contract for firm power and energy with American enterprises, Hydro-Québec would first offer it to NB Power". As for the Energy Banking Agreement, the New Brunswick Electric Power Commission stated that it could be interested in discussing a similar project with Hydro-Québec and if there were advantages to both parties, they could sign a similar agreement. Nothing was said about sales under the Interconnection Agreement.

Dans une lettre datée du 29 décembre 1983, St. Lawrence Power a indiqué qu'elle n'a pas d'objection à la vente d'énergie interruptible par Hydro-Québec aux Membres de NEPOOL, pourvu que cette énergie lui soit toujours accessible. En raison de la très longue période demandée pour les exportations en question et de l'augmentation de ses besoins de puissance et d'énergie garanties, St. Lawrence Power a exprimé le désir de se faire offrir aux mêmes termes et conditions la puissance et l'énergie qui seraient exportées selon des contrats éventuels garantis avant qu'elles ne soient réservées pour l'exportation vers les États-Unis.

Dans une lettre datée du 17 avril 1984, l'Ontario Hydro indique qu'elle est d'accord avec les modalités mentionnées dans la lettre d'Hydro-Québec. Elle souligne de plus le fait que la section 6.3 de la Convention de stockage d'énergie donne à Hydro-Québec la possibilité de satisfaire les besoins futurs probables d'Ontario Hydro. Finalement, elle indique que la requérante devrait d'abord offrir aux services canadiens l'occasion de participer dans toutes nouvelles ententes de stockage d'énergie.

5.6 Offre annuelle d'énergie excédentaire aux services Canadiens

Un témoin de la requérante a déclaré qu'avant de pouvoir offrir à l'exportation une partie de l'énergie excédentaire conformément au Contrat d'énergie, Hydro-Québec déterminerait avec chacun des utilisateurs canadiens la quantité d'énergie dont ils auraient besoin durant l'Année contractuelle¹ à venir. Une partie ou la quantité totale d'énergie pourrait être achetée par les utilisateurs canadiens à un prix établi selon les différentes Conventions d'interconnexion entre les services et Hydro-Québec, ou par entente mutuelle entre les parties. Le cas échéant une partie de cette quantité d'énergie pourrait être vendue aux Membres de NEPOOL à un prix plus élevé que le prix stipulé dans la Convention d'interconnexion avec un service canadien, alors le prix demandé pour cette partie de l'énergie serait le prix d'exportation.

Avant le commencement de l'exportation, toujours dans l'hypothèse où le prix d'exportation est plus élevé que le prix au Canada, et une fois que, pour l'année à venir, les quantités d'énergie requises par les services canadiens ainsi que le prix auraient été définis, ces mêmes services auraient l'occasion d'acheter toute autre quantité d'énergie que la requérante se propose d'exporter, pourvu qu'ils acceptent de payer le prix d'exportation.

La preuve d'Hydro-Québec indique que cette dernière suivrait la méthode décrite ci-dessus en

In a letter dated 29 December 1983, St. Lawrence Power stated that it had no objection to sales of interruptible energy by Hydro-Québec to the NEPOOL Participants, as long as this energy would always be available to it. Because of the very long period requested for the exports in question and of the increase of its firm power and energy needs, St. Lawrence wished to be offered, on the same terms and conditions, the power and energy proposed for export under the terms of possible future firm contracts before such exports were committed to the United States.

In a letter dated 17 April 1984, Ontario Hydro stated that it agreed with the terms and conditions mentioned in Hydro-Québec's letter. It also underlined the fact that section 6.3 of the Energy Banking Agreement gave Hydro-Québec the possibility of satisfying possible future needs of Ontario Hydro. Finally, it stated that the Applicant should first offer to Canadian utilities the chance to participate in any new energy banking agreements.

5.6 Annual Offer of Excess Energy to Canadian Utilities

A witness for the Applicant stated that before offering any of the excess energy for export under the Energy Contract, Hydro-Québec would determine jointly with each Canadian utility the amount of energy that the utility requires in the upcoming Contract Year¹. Part or all of the energy required by the Canadian utilities could be purchased at a price established by the interconnection agreements between the utilities and Hydro-Québec or by mutual agreement between the parties. If a part of this quantity of energy could otherwise be sold to the NEPOOL Participants at a higher price than the one provided by the interconnection agreement with a Canadian utility, then the price to the Canadian utility for this part of the energy would become the export price.

After the amounts of energy required by the Canadian utilities and the associated prices had been determined for the upcoming year, those utilities could still purchase additional quantities of energy which would otherwise be exported, provided that they paid the export price in those instances where the export price was higher than the corresponding domestic price.

The witness added that Hydro-Québec had established the above procedure in order to

1 1^{er} septembre au 31 août.

1 1 September to 31 August

vue de maximiser ses revenus, tout en assurant aux utilisateurs canadiens la priorité de fourniture d'énergie pour l'année à venir.

5.7 Prix

5.7.1 Prix d'exportation

Comme chacune des quatre parties distinctes de la requête vise des exportations qui seraient faites selon des contrats ou ententes différentes, le prix d'exportation est établi selon des formules différentes.

Partie (a) "Convention de stockage d'énergie"

Il n'y a pas de prix associé aux transactions qui seraient effectuées selon la Convention de stockage. Cependant les économies pour NEPOOL résultant de ces transactions seraient partagées entre Hydro-Québec et les Membres de NEPOOL de la façon suivante: pour les six premières années, 60 % des économies iraient à NEPOOL et 40 % à Hydro-Québec; pour chacune des années subséquentes, NEPOOL recevrait 50 % et Hydro-Québec 50 %. Ce partage des économies a été choisi en raison du taux respectif d'investissement de chacune des parties pour les équipements de transport et de la période nécessaire au recouvrement des investissements prévue dans des études préliminaires.

Partie (b) "Contrat d'énergie"

L'Énergie contractuelle qui serait vendue aux Membres de NEPOOL serait divisée entre l'Énergie préprogrammée et l'Autre énergie.

Le prix de l'Énergie préprogrammée serait de 80 % du Coût pondéré de l'énergie fossile de NEPOOL. Le prix de l'Autre énergie serait le moindre de:

- (i) 80 % du décremént du coût de l'énergie ainsi substituée, moins tout coût applicable additionnel résultant de la livraison, ou
- (ii) un prix constitué du Coût de base de l'énergie plus 50 % de l'économie des coûts de production à laquelle donnent lieu les transactions.

Les renseignements concernant la méthode utilisée pour établir le prix des deux types d'Énergie contractuelle se trouvent à l'Annexe IV.

Part (c) "Interruptible"

Tous les renseignements concernant le prix des différentes transactions possibles selon la Convention d'interconnexion se trouvent à l'Annexe V.

maximize its revenues while at the same time giving Canadian utilities priority to the supply of energy for the upcoming year.

5.7 Prices

5.7.1 Export Prices

Because each of the four separate parts of the application deals with exports under different contracts or agreements, the export price is set by different formulae.

Part (a) "Banking Agreement"

There is no price associated with transactions under the Energy Banking Agreement. However, the savings to NEPOOL resulting from these transactions would be shared by Hydro-Québec and the NEPOOL Participants in the following manner: for the first six years, 60 % of the savings would go to NEPOOL and 40 % to Hydro-Québec; for each of the following years, NEPOOL would receive 50 % and Hydro-Québec 50 %. This sharing of savings reflects the relative investments of the two participants in the required transmission facilities and the payback period necessary to recover there investments as estimated in preliminary studies.

Part (b) "Energy Contract"

The Energy Contract energy that would be sold to the NEPOOL Participants would be divided into Pre-Scheduled Energy and Other Energy.

The price of Pre-Scheduled Energy would be 80 % of the Weighted NEPOOL Fossil Energy Cost. The price for Other Energy would be the lesser of:

- (i) 80 % of the decremental cost of the energy thus replaced, less any applicable added cost resulting from the delivery, or
- (ii) a price consisting of the Basic Energy Cost plus 50 % of the savings in production costs resulting from the transactions.

Information on the method used to set the prices for the two types of Contract Energy is given in Appendix IV.

Part (c) "Interruptible"

More complete information about the prices of the various transactions provided for under the Interconnection Agreements may be found in Appendix V.

Partie (d) "court terme garantie"

En ce qui concerne les livraisons selon des contrats garantis à court terme, la requérante a assuré l'Office que le prix combiné de la puissance et de l'énergie associée ne serait pas inférieur au prix de l'Énergie préprogrammée prévu au Contrat d'énergie entre Hydro-Québec et NEPOOL.

5.7.2 Coûts canadiens

La requérante a déclaré que l'exportation proposée ne nécessiterait aucune nouvelle installation ou devancement d'installation de production. Les coûts associés à la ligne internationale de transport d'électricité sont présentés en détail au chapitre 6.

Dans une réponse à une question de l'Office, la requérante a indiqué que le total du coût marginal de production sur son réseau serait de 0,26 \$ le mégawatt-heure en 1987 et que les pertes de ligne sur le réseau d'Hydro-Québec sont évaluées à environ 0,020 \$ le mégawatt-heure. Les coûts d'exploitation et d'entretien de la ligne et des installations terminales associées à l'exportation seraient de 0,10 \$ le mégawatt-heure en 1987. Hydro-Québec ne prévoit aucune augmentation importante de ces coûts pendant la période proposée pour l'exportation.

5.7.3 Coût de service équivalent au Canada

Dans sa requête, Hydro-Québec mentionne d'abord que les mots "service équivalent" ne sont pas définis dans la Loi et les Règlements de l'Office national de l'énergie, et puis les définit comme suit:

"L'expression 'service équivalent' appliquée à du remplacement de combustible dans deux réseaux voisins implique donc que l'énergie remplacée ait la même valeur. En d'autres termes, remplacer 1 MW.h produit au coût de 20\$ à partir du charbon ou du pétrole est un service équivalent. Par contre, remplacer 1 MW.h produit au coût de 20\$ à partir du charbon et de 50\$ à partir du pétrole n'est plus un service équivalent car la valeur de l'énergie remplacée n'est plus la même.

Hydro-Québec soutient que les prix de l'exportation prévus au Contrat d'énergie et à la Convention d'interconnexion avec NEPOOL ne seront pas inférieurs aux prix exigés des canadiens pour un service équivalent, tel qu'il est défini ci-haut, dans des régions connexes."

La preuve a démontré que les exportations qui seraient faites en vertu de la Convention d'interconnexion pourraient, en tout temps, être interrompues par tous les services canadiens d'électricité directement interconnectés, comme le stipule la modalité 6 des licences EL-152 et EL-153.

Part (d) "short-term firm"

The Applicant stated that the combined price of the power and associated energy exported under any short-term firm contract would not be lower than the Pre-Scheduled energy price provided under the Energy Contract between Hydro-Québec and NEPOOL.

5.7.2 Canadian Costs

The Applicant stated that the proposed exports would require no new facilities or advancement of domestic production facilities. The costs associated with the international power line are presented in detail in Chapter 6.

In a response to a Board question, the applicant indicated that the total incremental cost of production on its system would be 0.26 \$ per megawatt hour in 1987 and that line losses on the system are evaluated to be about 0.020 \$ per megawatt hour. The operation and maintenance cost of the line and terminal facilities associated with the export would be 0.10 \$ per megawatt hour in 1987. Hydro-Québec does not foresee any significant increase of these costs over the proposed export period.

5.7.3 Cost for Equivalent Service to Canadians

In the application Hydro-Québec noted that the term "equivalent service" is not defined in the National Energy Board Act and Regulations, and submitted its own definition, translated and restated below.

"The expression 'equivalent service' applied to fuel replacement in two adjoining systems implies that the energy replaced has the same value. In other words, to replace 1 MW.h produced from coal or oil at a cost of 20 \$ is an equivalent service. But to replace 1 MW.h produced from coal at a cost of 20 \$ or from oil at 50 \$ is not an equivalent service since the value of the replaced energy is not the same.

Hydro-Québec maintains that the export prices provided for by the Energy Contract and by the Interconnection Agreement with NEPOOL will not be lower than the prices charged to Canadians for equivalent service, as defined above, in adjacent regions".

The evidence shows that the proposed exports of power and energy pursuant to the Interconnection Agreement could be interrupted at any time by any Canadian company with access to Hydro-Québec's system, in the same manner as provided by condition 6 of Licences EL-152 and EL-153. Exports

Les exportations faites selon d'éventuels contrats garantis à court terme seraient d'abord offertes au même prix aux services canadiens d'électricité directement interconnectés avant d'être engagées sur un marché d'exportation, comme le stipule la modalité 9 de la licence EL-154.

Quant aux exportations qui seraient faites selon le Contrat d'énergie, elles seraient d'abord offertes aux services canadiens conformément au protocole établi entre Ontario Hydro et Hydro-Québec lors de l'audience Hydro-Québec / PASNY en 1983 et conformément à la modalité 9 de la licence EL-151.

Le but déclaré de ce projet d'exportation est de maximiser les revenus de la requérante en utilisant au maximum ses interconnexions avec les réseaux voisins, qu'ils soient canadiens ou américains. Après avoir rempli ses engagements contractuels avec Ontario Hydro, PASNY et NEPOOL, elle compte avoir des quantités d'énergie excédentaire suffisantes pour satisfaire tous les besoins interruptibles des réseaux voisins avec lesquels elle a des ententes d'interconnexion. Cependant, dans les situations difficiles où elle devrait interrompre les livraisons interruptibles, elle retiendrait le marché le plus lucratif.

5.7.4 Coût d'opportunité sur le marché américain

Afin de démontrer que les prix de l'exportation proposée ne seraient pas sensiblement inférieurs à ceux des autres sources sur le marché d'exportation, la requérante a fait remarquer que NEPOOL disposait d'une capacité de production suffisante pour alimenter son réseau. Donc pour NEPOOL l'alternative est: acheter l'électricité d'Hydro-Québec afin de réduire ses coûts ou la produire à même les installations disponibles dans les États de la Nouvelle-Angleterre à un coût élevé. NEPOOL, au moyen de son programme d'expansion prévoit réduire de façon importante sa dépendance du mazout pour sa production d'électricité; mais, en 1990 il y aurait encore 29 % des besoins qui seraient comblés par la production à partir du mazout. Le témoin de NEPOOL a déclaré que les achats d'Hydro-Québec servirait en grande partie à réduire la production d'électricité la plus coûteuse au moment où l'exportation serait faite c'est-à-dire en remplaçant d'abord le mazout, puis le charbon. Tant pour les ventes faites selon le Contrat d'énergie que pour les ventes faites selon la Convention d'interconnexion, le prix d'exportation tiendra toujours compte du prix des combustibles fossiles remplacés sur le réseau de NEPOOL.

Pour les ventes faites selon la Convention d'interconnexion, en 1986 la requérante prévoit obtenir un prix moyen de 33 \$ US le mégawatt-heure pour l'énergie de remplacement de combustible, ce qui serait de 20 à 38 % inférieur au

under possible future short-term firm contracts would be offered at the same price to the interconnected Canadian utilities before being committed to the export market, in the same manner as provided by condition 9 of Licence EL-154.

Exports under the Energy Contract would be offered to Canadian companies first in accordance with the procedure established between Ontario Hydro and Hydro-Québec during the 1983 Hydro-Québec/PASNY hearing and according to condition 9 of Licence EL-151.

According to the Applicant, the purpose of these proposed exports is to maximize its revenue by making maximum use of its interconnections with neighboring systems in both Canada and the United States. After meeting its contract commitments to Ontario Hydro, PASNY and NEPOOL it expects to have sufficient excess energy to meet all the interruptible requirements of the neighbouring systems with which it has interconnection agreements. However, in difficult situations where Hydro-Québec would have to curtail some of its interruptible sales, it would retain the most lucrative markets.

5.7.4 Alternative Cost in the United States Market Area

To show that the proposed export prices would not be materially less than those of other sources in the export market, the Applicant pointed out that NEPOOL had sufficient installed capacity to supply its own system requirements. Thus for NEPOOL the alternative was to buy electricity from Hydro-Québec in order to reduce its costs or to generate electricity at higher cost from units located in New England. By means of its generation expansion program NEPOOL planned to reduce its dependence on oil for the generation of electricity, but in 1990 29% of its needs would still be supplied from oil-fired generating units. A witness for NEPOOL stated that the purchases from Hydro-Québec would be primarily used to reduce the generation of electricity from the highest cost source at the time of export, normally first from oil, then coal. The price for exports under the Energy Contract as well as under the Interconnection Agreement would take into account the cost of NEPOOL's fossil-fired generation.

For sales under the Interconnection Agreement, in 1986 the Applicant expects to receive an average price of 33 \$ US per megawatt hour for Fuel Replacement Energy, which would be 20 to 38 % lower than the most economic source in the New

prix de la source la plus économique dans les États de la Nouvelle-Angleterre. Cette proportion serait de 20 à 34 % en 1995 et de 20 à 37 % en 2004.

Pour les ventes faites selon le Contrat d'énergie, le prix de l'Énergie préprogrammée serait toujours de 20 % inférieur à la moyenne des coûts de production des centrales du réseau de NEPOOL. En ce qui concerne l'Autre énergie, l'écart entre le prix moyen d'exportation et le prix de l'énergie substituée serait sensiblement le même que dans le cas de l'énergie de remplacement de combustible.

Un témoin a déclaré qu'il est convaincu que 99 % du temps l'énergie vendue aux États de la Nouvelle-Angleterre déplacerait de l'énergie produite à partir du mazout ou à partir du charbon, mais principalement le mazout et ensuite le charbon. Une estimation des coûts de production de NEPOOL pour l'énergie de source fossile de NEPOOL fondée sur l'hypothèse qu'Hydro-Québec exporterait 4614 GW.h par année, indique que le revenu moyen par mégawatt-heure pour l'Énergie préprogrammée serait environ 36,8 \$ US le mégawatt-heure en 1987 et 52,8 \$ US le mégawatt-heure en 1990 avec 28 % et 39 % respectivement de la production fossile de NEPOOL dérivée du mazout. On y indique aussi qu'en 1987 les coûts de production d'énergie dérivée du mazout et du charbon seraient de 66,2 et 38,6 \$ US le mégawatt-heure respectivement. Le témoin a indiqué que ces estimations ont été préparées à partir de données fournies par NEPOOL.

Toutefois, le revenu moyen serait diminué en raison du coût des pertes d'énergie aux États-Unis, c'est-à-dire de la frontière au point de livraison, dans le cas des ventes de l'Autre énergie selon le Contrat d'énergie et de l'énergie de remplacement de combustible selon la Convention d'interconnexion. Pour l'année 1987, le coût de ces pertes a été évalué à 3,75 \$ US/MW.h.

5.7.5 Revenus

Hydro-Québec a évalué les revenus d'exportation qu'elle pourrait obtenir aux termes de la Convention de stockage d'énergie, du Contrat d'énergie, de la Convention d'interconnexion et d'éventuels contrats de puissance garantie à court terme. Cette évaluation indique qu'en vertu du Contrat d'énergie, Hydro-Québec pourrait recevoir jusqu'à 114 million \$ US en 1987 et 279 millions \$ US en 1996. Si elle pouvait maintenir son taux de livraison au maximum de la capacité de la ligne, elle pourrait obtenir 156 millions \$ US et 364 millions \$ US de plus pour des ventes d'énergie interruptible au cours de ces mêmes années respectivement. La section 6.5 donne plus de renseignements concernant les revenus d'exportation.

England states. This relationship would be 20 to 34 % in 1995 and 20 to 37 % in 2004.

For sales under the Energy Contract, the price for Pre-Scheduled Energy would always be 20 % lower than the average production costs of generating units on NEPOOL's system. For Other Energy, the difference between the average export price and the price of the energy being replaced would be approximately the same as in the case of Fuel Replacement Energy.

A witness stated that he was convinced that during 99 % of the time the energy sold to the New England states would displace energy produced from oil or coal, but mostly oil and then coal. An estimate of NEPOOL's production cost for fossil energy, based on the assumption that Hydro-Québec would export 4614 GW.h a year, indicated that the average revenue per megawatt hour for Pre-Scheduled Energy would be around 36.8 \$ US in 1987 and 52.8 \$ US in 1990 with 28 % and 39 %, respectively, of the NEPOOL fossil energy production from oil. It was also indicated that in 1987, the production cost of energy from oil and coal would be 66.2 and 38.6 \$ US per megawatt hour respectively. The witness indicated that these estimates were prepared using data provided by NEPOOL.

However, the average revenue would be decreased because of the cost of energy losses in the United States, that is, from the border to the delivery point, in the case of sales of Other Energy under the Energy Contract and Fuel Replacement Energy under the Interconnection Agreement. For 1987, the cost of these losses was evaluated at 3.75 \$ US/MW.h.

5.7.5 Revenue

Hydro-Québec has evaluated the export revenues that it could receive according to the terms of the Energy Banking Agreement, the Energy Contract, the Interconnection Agreement and possible short-term firm contracts. This evaluation indicates that Hydro-Québec could receive under the Energy Contract up to 114 million \$ US in 1987 and 279 million \$ US in 1996. If it could maintain its deliveries at the maximum level of the line, it could obtain 156 million \$ US and 364 million \$ US for sales of interruptible energy during these two respective years. Section 6.5, Economic Justification, includes additional information on the export revenues.

5.8. Effets sur l'environnement

La requête mentionne qu'Hydro-Québec ne ferait aucune addition à ses installations existantes en vue de faire ces exportations. De plus, la requérante n'exploiterait pas ses turbines à gaz ou sa centrale thermique de Tracy pour produire de la puissance et l'énergie destinées à l'exportation, sauf en cas d'urgence sur le réseau acheteur.

Quant à la centrale nucléaire Gentilly 2, la requête mentionne qu'elle fonctionnera essentiellement en régime de base et que ce régime ne sera pas modifié par les exportations.

5.8 Environmental Effects

The application states that Hydro-Québec would not make any additions to its existing facilities to produce these exports. Moreover, the Applicant would not operate its gas turbines or its thermal generating station at Tracy to produce power for export, except in case of emergencies on the purchasing system.

As for the Gentilly 2 nuclear station, the application states that it will operate essentially as a base-load supply, which would not be affected by the exports.

Chapitre 6

La Preuve: Ligne internationale de transport d'électricité

6.1 Choix du corridor et du tracé général

La preuve a montré qu'Hydro-Québec avait effectué un programme d'études approfondies de différents tracés pour la ligne de transport d'électricité en commençant par une étude des points de départ possibles à partir du réseau actuel pour rejoindre le réseau de NEPOOL au Vermont ou au New Hampshire. La phase initiale de l'étude portait sur le choix du meilleur point terminal au Québec. Le poste Des Cantons situé près de Sherbrooke a été choisi en se fondant sur la réduction au minimum des pertes et des coûts, de la longueur de la ligne internationale au Québec et de la surface de terres agricoles qu'il faudrait traverser pour atteindre le point terminal choisi par NEPOOL à Comerford au New Hampshire. Une fois les points terminaux établis, une étude d'impact sur l'environnement¹ de la région a été effectuée pour définir les corridors possibles et pour établir un corridor préféré. Cette étude a été effectuée en deux phases. La phase 1 a permis de délimiter à l'intérieur de la zone d'étude là où les corridors possibles pour la ligne pourraient passer. Quatre corridors possibles ont été choisis de façon à éviter les zones où les répercussions environnementales seraient les plus grandes. Dans la phase 2, Hydro-Québec a élaboré une emprise à l'intérieur de chaque corridor dont les répercussions environnementales seraient les moins importantes.

1 La procédure suivie par Hydro-Québec pour cette étude d'impact sur l'environnement était d'abord de définir la zone d'étude, en considérant la totalité de la zone touchée par le projet. Cette zone a été subdivisée par la suite en unités dites d'environnement qui correspondaient à des zones foncières qui, en raison de leurs caractéristiques naturelles ou humaines, étaient relativement homogènes. Les types d'unités d'environnement étaient identifiées à titre de terres agricoles, de zones forestières, de propriétés urbaines ou de vacance, de zones d'intérêt spécial, par exemple les parcs et les autres zones consacrées à d'autres types d'entreprises se rapportant aux mines, au transport et à l'industrie. Les unités d'environnement ont ensuite été classées par ordre d'importance en se fondant sur la perception d'Hydro-Québec de leur sensibilité à la construction d'une ligne de transport. À partir de cette analyse, les corridors établis évitaient les zones de plus grandes répercussions environnementales. La même sorte de procédure, à une échelle plus détaillée, a été effectuée par Hydro-Québec pour établir les emprises préférées dans chaque corridor.

Chapter 6

The Evidence: International Power Line

6.1 Corridor and General Route Selection

The evidence showed that Hydro-Québec carried out an extensive program of studies of transmission routing beginning with a study of the alternative points of departure from the existing system to link to NEPOOL's system in either Vermont or New Hampshire. The initial phase of the study focussed on selecting the best Québec terminal point. The Des Cantons substation located near Sherbrooke was selected based on minimizing losses and costs, reducing the length of the international power line in Québec and minimizing the amount of agricultural land that would have to be crossed to reach NEPOOL's selected terminal point at Comerford in New Hampshire. Once terminal points were established, an environmental impact study¹ of the region was done to define possible corridors and to determine a preferred corridor. This study was conducted in two phases. In phase 1 the zone of study through which alternative corridors would run was defined. Four alternative corridors were selected based on avoiding the areas of greatest environmental impact. In phase 2 Hydro-Québec established a right-of-way within each corridor with the least environmental impact. These corridors were referred to as the West, Centre West, Centre East and East corridors because of their geographical location, as shown on the map in

1 The procedure followed by Hydro-Québec in this environment impact study was firstly to define the zone of study, taking in all the area affected by the project. This zone was then subdivided into so-called environmental units which corresponded to areas of land that by their natural or human characteristics, possessed some degree of homogeneity. The types of environmental units identified were characterized as agricultural lands, forested areas, urban or vacation properties, areas of special interest such as parks and other areas devoted to other types of human endeavours related to mining, transportation and industry. Environmental units were then classified in order of importance based on Hydro-Québec's perception of their sensitivity to the construction of an international power line. From this analysis, corridors were laid out which avoided the areas of the greatest environmental impact. The same sort of procedure, on a more detailed scale, was carried out by Hydro-Québec to establish preferred rights-of-way within each corridor.

En raison de leur emplacement géographique, comme le montre la carte à l'Annexe XI, ces corridors se nomment corridor Ouest, Centre-Ouest, Centre-Est et Est. Hydro-Québec a retenu le corridor Centre-Est en se fondant sur des considérations d'ordre économique, technique et environnemental.

Hydro-Québec, à titre d'élément de ce processus de sélection, a mis sur pied un programme de communication et de relations publiques consistant en:

1. une annonce générale pour informer le public du projet et de sa justification;
2. une série de rencontres avec le public pour discuter des quatre corridors possibles;
3. de réunions publiques additionnelles pour discuter du choix du tracé dans le corridor préféré; et
4. une présentation de l'étude comparative des tracés dans chaque corridor.

Le processus de sélection de la ligne et du corridor ont fait l'objet de nombreux articles dans les journaux traduisant l'opposition généralisée du public au projet. Hydro-Québec a également reçu plusieurs lettres des résidents de la région touchée s'opposant à la construction de la nouvelle ligne dans la région.

Au début de 1983, Hydro-Québec a mis fin à son programme et elle a indiqué sa préférence pour le tracé Centre-Est. À ce moment, le projet a été soumis aux comités de réglementation des ministères de l'Environnement et de l'Agriculture du gouvernement provincial. Le bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) et la Commission de protection des terres agricoles du Québec (CPTAQ) ont tenu des audiences publiques. À la suite de ces dernières, Hydro-Québec a reçu les autorisations nécessaires pour commencer la construction de la ligne, conformément au tracé retenu. Conformément à ces autorisations, Hydro-Québec doit respecter certaines conditions prescrites.

6.2 Corridor retenu

Ce corridor se trouve en position d'interfluve entre les vallées de l'Ascot et de la Eaton (haut-plateau) où les milieux forestiers prédominent sur les milieux agricoles et tente de tirer parti le plus possible des boisés et des massifs forestiers et ce, jusqu'au point d'arrivée au Vermont. Dans la partie nord de son parcours, il est orienté de façon à passer à la périphérie du périmètre d'urbanisation de Sherbrooke. Par la suite il prend une direction sud jusqu'au pied des montagnes Blanches où il bifurque vers le sud-ouest pour rejoindre la frontière du Vermont à quelques kilomètres à l'ouest du lac Wallace.

Appendix XI. Of these corridors, Hydro-Québec selected as its preferred alternative the Centre East corridor based on economic, technical and environmental considerations.

As part of this selection process Hydro-Québec conducted a communications and public relations program consisting of:

1. a general announcement to inform the public of the project and its justification;
2. a series of meetings with the public to discuss the four alternative corridors;
3. additional public meetings to discuss the selection of the route in the preferred corridor; and
4. a presentation of the comparative study of routes in each corridor.

The line and corridor selection process received extensive press coverage which reflected the general opposition to the project by the public. Hydro-Québec also received many letters expressing the opposition of the residents of the affected region to a new line being constructed in the area.

In early 1983, Hydro-Québec concluded its program citing its preference for the Centre East route. At this time the project was submitted to the regulatory committees of the environmental and agricultural ministries of the provincial government. Public hearings were conducted by the "Bureau d'audience publique sur l'environnement" (BAPE) and the "Commission de protection des terres agricoles du Québec" (CPTAQ). As a result of these public hearings Hydro-Québec received the necessary authorizations to commence construction of the line in accordance with its preferred routing. In accordance with these authorizations Hydro-Québec must comply with certain prescribed conditions.

6.2 Selected Corridor

The selected corridor runs through the region between the Ascot and Eaton rivers (tableland), where forested areas outnumber agricultural lands, and wherever possible is routed through woods and forests, right to the Vermont terminal point. The northern portion of the corridor skirts the urbanized perimeter of Sherbrooke, then runs south to the foot of the Montagnes Blanches. From there, the route veers southwest to the Vermont border several kilometres west of Wallace Lake.

Le point de traversée de la frontière internationale se trouve à 610 mètres à l'ouest de la borne internationale 532 dans la municipalité de Saint-Mathieu-de-Dixville.

6.3 Caractéristiques techniques

6.3.1 Ligne internationale de transport d'électricité

La ligne internationale de transport d'électricité projetée comprendrait un circuit d'une longueur d'environ 77,5 km construit pour une exploitation en courant continu à une tension de ± 450 kV. Cette interconnexion asynchrone permettrait l'opération indépendante des deux réseaux en évitant les problèmes de stabilité. La mise en service de l'interconnexion est prévue pour le mois d'octobre 1986.

La preuve a démontré que la capacité thermique de cette ligne serait de 5750 MW en hiver et 4500 MW en été. L'installation doit permettre de transiter de 690 MW à l'étape initiale, tout en étant conçue de façon à faciliter une augmentation du transit jusqu'à 2070 MW.

La ligne serait montée sur des pylônes en acier qui auraient une hauteur variant de 34 à 43 m et dont la portée moyenne serait de 400 m. L'espacement minimal entre les parties sous tension et le sol serait de 12 m à 50 °C. La largeur de l'emprise serait de 60 m. Chaque pôle serait constitué d'un faisceau de 4 conducteurs de type Bersimis ayant une grosseur de 1361 MCM. Les caractéristiques techniques de la ligne sont données en détail à l'Annexe XIII.

6.3.2 Poste Des Cantons

La ligne internationale aurait comme point de départ le futur poste Des Cantons dans la municipalité de Windsor dans la périphérie de Sherbrooke. L'emplacement de ce poste est indiqué sur la carte à l'Annexe XI.

Selon la requête d'Hydro-Québec, le poste Des Cantons est nécessaire pour répondre aux besoins internes du réseau dans la région de Sherbrooke. Pour fin d'exportation, on y installerait: deux blocs convertisseurs triphasés de douze impulsions d'une capacité de 345 MW chacun permettant la transformation du courant alternatif en courant continu (cet arrangement permet de conserver un transit de 345 MW en cas de défaillance de l'un des convertisseurs), deux transformateurs de convertisseur, deux départs de ligne à 230 kV provenant de la section à courant alternatif, une inductance de lissage et un filtre à courant continu sur chaque pôle conducteur et enfin les disjoncteurs nécessaires. Le convertisseur et les équipements connexes seraient installés à l'intérieur d'un bâtiment équipé d'un blindage électrique.

The corridor crosses the international border 610 meters west of the 532nd international boundary marker, in the municipality of St-Mathieu-de-Dixville.

6.3 Technical Characteristics

6.3.1 International Power Line

The proposed international power line would consist of a ± 450 kV HVDC line approximately 77.5 km in length. This asynchronous interconnection would allow the two networks to operate independently without stability problems. The estimated in-service date for the interconnection is October 1986.

The evidence showed that the thermal capacity of the line would be 5,750 MW in winter and 4,500 MW in summer. The facility would be able to transmit 690 MW in the initial phase, and would be designed to facilitate a future load increase up to a maximum transmission capability of 2,070 MW.

The transmission line would be supported by steel towers varying in height from 34 to 43 m, with an average span length of 400 m. The conductor height would be at least 12 m above ground at 50°C. The width of the right-of-way would be 60 m. Each pole would comprise a bundle of 4 Bersimis-type conductors, 1,361 MCM in size. A more detailed description of the technical characteristics of the line is given in Appendix XIII.

6.3.2 Des Cantons Substation

The point of departure of the international line would be the future Des Cantons substation in the municipality of Windsor, on the outskirts of Sherbrooke. The location of the substation is shown on the map in Appendix XI.

According to Hydro-Québec's application, the Des Cantons substation is needed to satisfy the internal requirements of the network in the Sherbrooke region. For purposes of export, the facility would be equipped with two twelve-pulse, three-phase converters, each with a capacity of 345 MW, to transform alternating current into direct current (this arrangement would permit the transmission of 345 MW in case of the failure of one of the converters), two converter transformers, two 230 kV alternating current termination sections, a smoothing inductance and a direct-current filter on each conductor pole, and the necessary circuit breakers. The converters and related equipment would be installed inside an electrically shielded building.

Un schéma unifilaire du poste Des Cantons et des installations connexes est inclus à l'Annexe XII.

6.3.3 Électrode de mise à la terre

Une électrode de mise à la terre serait construite à chaque extrémité de la ligne pour permettre le retour du courant en cas de panne. En cours d'exploitation normale, le courant de retour devrait être pratiquement nul mais on prévoit qu'il ne devrait jamais dépasser 30 A. En situation d'urgence temporaire l'électrode devrait porter tout le courant de retour, qui serait alors de l'ordre de 800 A, le temps d'effectuer certaines manoeuvres à l'intérieur du poste. Selon Hydro-Québec ce mode de fonctionnement ne devrait être utilisé que pour de courtes périodes d'une durée de 10 à 15 minutes à la fois et pour un total de 8 à 10 heures par année.

L'emplacement proposé pour l'électrode de mise à la terre est situé dans un espace forestier de faible résistivité, dans la municipalité de Saint-Claude, à 8,5 km à l'est du futur poste Des Cantons. Ce site est à l'intérieur de la propriété de la Domtar (exploitation forestière).

L'électrode à la forme d'un anneau dont le diamètre serait de 450 m. Le câble d'acier au centre est enfoui à 2,75 m au-dessous du niveau du sol. Une ligne de liaison à courant continu, isolée, de 44 kV et d'une longueur de 14,5 km, serait construite entre le poste Des Cantons et l'électrode de mise à la terre. La ligne serait montée sur des poteaux de bois et la largeur de l'emprise serait de 44 m.

6.3.4 Normes

Un témoin d'Hydro-Québec a indiqué que la requérante avait effectué des recherches approfondies de toutes les normes relatives aux répercussions environnementales des lignes à haute tension et qu'elle avait conclu qu'en général, aucune norme ne s'appliquait aux lignes CCHT. Il y a d'autres normes qui s'appliquent principalement aux réseaux à courant alternatif, par exemple ACNOR C22.3 No.1-M1979 (Réseaux aériens et réseaux souterrains) et ACNOR C.108.3.1-1975 (Tolerable Limits and Methods of Measurement of Electromagnetic Interference from Alternating Current High Voltage Power Systems (0,15 MHz-30 MHz)). Au Québec, certains règlements provinciaux précisent les niveaux maximum d'ozone; des normes provinciales s'appliquant au bruit audible sont en cours de préparation. Hydro-Québec l'intention de respecter toutes les normes applicables. Si aucune norme relative au CCHT n'existe, cette ligne serait conçue afin de respecter ou de dépasser des normes équivalentes ou les niveaux de rendement applicables au réseau de transport de courant alternatif à 735 kV de la requérante.

A block diagram of the Des Cantons substation and related facilities is shown in Appendix XII.

6.3.3 Ground Electrode

A ground electrode would be constructed at each end of the line to allow for a current return path in case of emergency. Under normal operating conditions, the return current should be almost zero and should never exceed 30 A. In a temporary emergency situation, the electrode would have to carry all the return current, which would be about 800 A, for the period of time required for certain adjustments to be carried out in the substation. According to Hydro-Québec, this procedure should only be used for short periods of 10 to 15 minutes at a time, for a total of 8 to 10 hours per year.

The proposed site for the ground electrode is a low-resistivity forested area in the municipality of St-Claude, 8.5 km east of the planned Des Cantons substation. The site is located on property own by Domtar (forestry operations).

The electrode would be ring-shaped, with a diameter of 450 m. The central steel cable would be buried 2.75 m below ground level. An insulated, 44 kV direct-current line, 14.5 km long, would be installed between the Des Cantons substation and the ground electrode. The line would be supported on wooden poles and would have a 44 m right-of-way.

6.3.4 Standards

A witness for Hydro-Québec indicated that the applicant had made a thorough search of all standards pertaining to the environmental effects of high voltage lines and had concluded that, in general there were no applicable standards for HVDC lines. There were other standards that applied primarily to alternating current systems such as CSA C22.3 No.1-M1979 (Overhead Systems and Underground Systems) and CSA C.108.3.1-1975 (Tolerable Limits and Methods of Electromagnetic Interference from Alternating Current High Voltage Power Systems (0.15 MHz - 30 MHz)). In Québec certain provincial regulations specified maximum levels of ozone and provincial standards were being prepared to apply to audible noise. Hydro-Québec intended to meet all the applicable standards. Where no standards exist for HVDC, the line would be designed so it met or exceeded the equivalent standards and performance levels applicable to the Applicant's 735 kV alternating current transmission system.

6.4 Évaluation du coût d'immobilisations

Un témoin de la requérante a déclaré que le coût détaillé d'immobilisations, inséré dans la requête et préparé en 1981, est la plus récente évaluation et elle est toujours valide.

Le coût total d'immobilisations de la ligne internationale, des installations terminales et des installations de communication est comme suit:

	Coût en milliers de dollars actualisés de 1986
i) Ligne internationale de transport d'électricité à ± 450 kV	87 078
ii) Poste Des Cantons (section C.C.)	114 626
iii) Électrode de mise à la terre	1 136
iv) Ligne isolée à 44 kV	5 131
v) Équipement de télécommunication	2 880
Total	210 851

Une répartition plus détaillée de ces coûts est donnée à l'Annexe XIV.

En plus de ces déboursés, on doit ajouter les frais associés au devancement des équipements déjà prévus pour répondre aux besoins d'alimentation de la région de Sherbrooke en 1998 mais qui doivent être installés en 1986 afin de permettre les exportations vers les États de la Nouvelle-Angleterre. Ces frais sont évalués à environ 20 millions \$. Le détail de ces frais est aussi donné à l'Annexe XIV.

Des coûts de 18 million \$ (inclus dans l'estimation présentée ci-dessus) seraient encourus lors de l'étape initiale pour permettre l'augmentation future de la capacité de transfert de l'interconnexion de 690 MW à 2070 MW.

Le coût total pour Hydro-Québec serait donc d'environ 231 millions \$ à la date de mise en service, soit octobre 1986.

Le financement de la ligne, du convertisseur au poste Des Cantons et des installations connexes ferait partie du programme général d'immobilisations de la requérante. Il n'y aurait donc pas de financement spécifique relié à ce projet. Le contenu canadien de la ligne et des installations connexes serait de plus de 90 %.

6.5 Justification économique

Un témoin de la requérante a déclaré que les ventes proposées en vertu des quatre types de contrat conclus entre Hydro-Québec et NEPOOL devraient être considérées dans leur ensemble. Le même témoin a indiqué que le principal avantage de l'interconnexion serait le revenu provenant des

6.4 Calculation of Capital Costs

A witness for the Applicant stated that the capital cost breakdown, prepared in 1981 and included in the application, is the most recent calculation and is still valid.

The total capital cost of the international power line, the terminal facilities and the communication equipment is as follows:

	Cost in thousands of \$ discounted to 1986
i) ± 450 kV international power line	87,078
ii) Des Cantons substation (DC section)	114,626
iii) Ground electrode	1,136
iv) 44 kV line	5,131
v) Telecommunications equipment	2,880
Total	210,851

A more detailed cost breakdown is given in Appendix XIV.

To these expenditures must be added the advancement costs associated with the early installation of equipment to supply the Sherbrooke region, which, although not required for this purpose until 1998, must be installed in 1986 to allow for exports to the New England states. The estimated advancement cost is \$ 20 million. Again, a more detailed cost breakdown is given in Appendix XIV.

During the initial phase, an estimated \$ 18 million (included in the above estimates) would be required to allow the transmission capacity of the interconnection to be increased from 690 MW to 2,070 MW in the future.

Therefore, by the time the line becomes operational in October 1986, the total cost for Hydro-Québec would be approximately \$ 231 million.

Financing for the transmission line, the Des Cantons substation, the converter and related facilities would be provided under the Applicant's general capital expenditures program. Therefore, there would be no specific financing for this project. The Canadian content of the transmission line and related facilities would be more than 90%.

6.5 Economic Justification

A witness for the Applicant stated that proposed sales under the four types of contracts between Hydro-Québec and NEPOOL should be considered as a package. The same witness indicated that the principle benefit of the interconnection would be the revenue from the sales of energy under the Energy

ventes d'énergie en vertu du Contrat d'énergie et de la Convention d'interconnexion, plutôt que celui provenant du stockage d'énergie en vertu de la Convention de stockage d'énergie. La requérante, en réponse à une demande de renseignements, a fourni des données sur les prévisions de recettes provenant des ventes effectuées en vertu de chaque contrat et fondées sur des hypothèses fournies par NEPOOL sur les prix du combustible auxquels s'attendait NEPOOL et sur ses plans à long terme concernant l'utilisation de combustibles fossiles pour alimenter les charges prévues. Les recettes totales des exportations en vertu de chacun des quatre types de contrat ont été estimées comme suit:

**Recettes potentielles 1986 à 2004
(Millions de \$US actualisés à 1986)**

Contrat d'énergie	954
Convention d'interconnexion	2 348
Contrats garantis	3 269
Convention de stockage d'énergie	145

Étant donné que les quantités d'exportation qui ont servi à déterminer ces recettes sont fondées sur des niveaux potentiels d'exportation en vertu de chaque type de contrat, sans tenir compte des limites du transport, les recettes totales provenant des exportations en vertu de contrats de tous les types seraient inférieures à la somme des montants individuels apparaissant ci-dessus.

Un témoin a déclaré que quoique les recettes et coûts réels puissent varier par rapport aux montants que nous venons de mentionner, en raison de variations du taux de croissance de la charge dans la province, des estimations des prix du combustible et des périodes des licences autorisées, Hydro-Québec était convaincue que les avantages provenant des exportations proposées seraient substantiels. Un témoin de NEPOOL a également confirmé que ce groupe obtiendrait des avantages substantiels des achats attendus.

Plus précisément, Hydro-Québec a démontré qu'en tenant compte du prix courant d'électricité dans les États de la Nouvelle-Angleterre et des ventes prévues au Contrat d'énergie et à la Convention d'interconnexion, ses revenus seraient de l'ordre de 340 millions \$ actualisés en 1986 durant la période d'octobre 1986 à décembre 1987, comparativement à un coût total de 231 millions \$ pour l'établissement de la ligne internationale. Des frais d'exploitation et d'entretien durant cette période s'établiraient à 63 000 \$ pour la ligne et 716 000 \$ pour le poste Des Cantons.

6.6 Avantages de fiabilité du réseau

Un témoin de la requérante a déclaré que selon la Convention d'interconnexion, les services d'électricité de la Nouvelle-Angleterre s'étaient

Contract and the Interconnection Agreement, rather than from the banking of energy under the Energy Banking Agreement. In response to an information request, the Applicant provided data on revenue expectations for sales under each of the contracts based on assumptions provided to it by NEPOOL on NEPOOL's expected fuel prices and its long range plans for the utilization of fossil fuels to satisfy projected loads. The total revenues from exports under each of the four types of contracts were estimated as follows:

**Potential Revenue 1986-2004
(Millions of \$ US discounted to 1986)**

Energy Contract	954
Interconnection Agreement	2 348
Firm Contracts	3 269
Energy Banking Contract	145

Since the export quantities used to determine these revenues are based on potential levels of exports under each type of contract without regard to transmission limitations, total revenues from exports under contracts of all types would be less than the sum of the individual amounts shown above.

A witness stated that although the actual revenues and costs might vary from the amounts just mentioned due to variations in the expected in-province load growth rate, the estimates of fuel prices and the authorized licence periods, Hydro-Québec was convinced that the benefits resulting from the proposed exports would be substantial. A witness for NEPOOL also confirmed that the benefits to NEPOOL from the expected purchases would be substantial.

Specifically, Hydro-Québec showed that, in view of current electricity prices in the New England states and forecast sales under the Energy Contract and the Interconnection Agreement, its revenues would be about \$340 million (discounted to 1986) during the period from October 1986 to December 1987, compared to a total cost of \$231 million to install the international power line. Operating and maintenance costs during this period would be \$63,000 for the line and \$716,000 for the Des Cantons substation.

6.6 Network Reliability Advantages

A witness for the applicant stated that, in accordance with the Interconnection Agreement, New England's system facilities would be used to

engagés à venir en aide au réseau québécois en cas d'urgence.

Cet avantage de fiabilité a aussi été mentionné par le témoin américain comme étant un bénéfice important de l'interconnexion Québec / Nouvelle-Angleterre.

6.7 Impact sur l'environnement

Hydro-Québec, dans sa requête, a inclus une vaste documentation décrivant son processus de sélection du corridor et du tracé et son évaluation environnementale. Le processus de sélection du corridor et du tracé, décrit plus tôt, et l'évaluation environnementale sont résumés dans un document appelé "Rapport sur les études d'avant-projet".

L'étude environnementale¹ porte surtout sur les zones d'impact visuel, sur les effets sur l'utilisation des terres, sur l'effet couronne et sur les effets biologiques. Cette évaluation se rapporte à un document appelé "Code de l'environnement", qui est un manuel préparé par Hydro-Québec et décrivant les mesures et les procédures précises nécessaires pour minimiser les répercussions environnementales de ses activités dans le cas de travaux d'exploration, de construction de nouvelles installations et lors de l'exploitation et de l'entretien de son réseau. Ce manuel a été déposé en réponse à une demande d'information de l'Office.

6.7.1 Impact visuel et fonctionnel

La preuve a montré que le tracé de la ligne passerait le plus possible dans des zones boisées et qu'il serait situé de façon à éviter les zones élevées. Dans la région où se trouverait la ligne, la hauteur des arbres serait en général identique à celle des pylônes de la ligne. Hydro-Québec a pour pratique de laisser autant de végétation que possible comme zone de transition lorsqu'une ligne de transport traverse des zones utilisées par le public, par exemple, des routes, des cours d'eau et des parcs. Tous ces facteurs tendraient à limiter les répercussions visuelles de la ligne.

La preuve a indiqué que les répercussions sur les terres agricoles dans le corridor Centre-Est étaient les moins importantes. Une bonne portion du

1 La procédure suivie par Hydro-Québec dans son évaluation environnementale consistait à classer les répercussions visuelles et fonctionnelles des tracés préférés dans chaque corridor selon leur importance relative. Les impacts visuels étaient classés selon l'effet sur le champ de vision d'un observateur à partir d'un endroit précis; les impacts fonctionnels ont été classés en se fondant sur l'effet relatif de l'utilisation présente, potentielle ou possible des terres. Le nombre total des impacts visuels et fonctionnels, de même que leur évaluation, ont été déterminés pour chaque corridor. On a déterminé que le corridor Centre-Est était celui dont l'évaluation était la plus basse et le nombre d'impacts le moins élevé.

assist the Quebec network in an emergency.

This reliability advantage was also mentioned by the American witness as an important benefit of the Quebec/New England interconnection.

6.7 Environmental Impact

As part of its application Hydro-Québec included extensive documentation describing its corridor and route selection process and its environmental assessment. Both the corridor and route selection process, which has been described earlier, and the environmental assessment are summarized in a document called the "Rapport sur les études d'avant-projet".

The environmental assessment¹ concentrates on the areas of visual impact, effects on land use, electrical field effects and biological effects. The assessment refers to a document called the "Code de l'environnement" which is a handbook prepared by Hydro-Québec that describes the specific measures and procedures needed to minimize the environmental impact of its activities in the areas of exploration, construction of new facilities, and operation and maintenance of its system. This handbook was filed in response to an information request from the Board.

6.7.1 Visual and functional impact

The evidence showed that the line would be routed through wooded areas wherever possible and located to avoid elevated areas. Trees in the region would typically be of a height similar to the line towers. Hydro-Québec's practice is to leave as much of the existing vegetation as possible as a transition zone where a transmission line crosses areas used by the public, such as roads, rivers and parks. All of these factors would tend to limit the visual impact of the line.

The evidence indicated that the Centre East corridor was the corridor with the least impact on agricultural lands. A large portion of the route of the

1 The procedure followed by Hydro-Québec in its environmental assessment was to classify the visual and functional impacts of the preferred rights-of-way in each corridor according to their relative importance. Visual impacts were rated based on the effect on an observer's field of vision from a specified location; functional impacts were rated based on the effect on present, potential or possible use of land. The total number of visual and functional impacts, along with their ratings, were determined for each of the corridors. The corridor having both the lowest rated and the lowest number of impacts was determined to be the Centre East corridor.

tracé de la ligne traverserait des zones boisées ou forestières. Lorsqu'il est nécessaire de traverser des terres agricoles de première qualité, la ligne traverserait dans une direction qui générerait le moins les opérations de l'exploitation agricole. Pour toutes les emprises proposées il faudrait enlever certains bâtiments, mais l'emprise Centre-Est aurait l'incidence la moins importante à cet égard.

6.7.2. La flore et la faune

Puisqu'en délimitant le corridor, on a tenu compte non seulement des besoins du projet mais aussi de l'analyse des enjeux environnementaux effectuées à partir des régions et des districts écologiques, l'impact sur la flore et la faune a été réduit à un strict minimum.

L'entretien de la ligne à ± 450 kV nécessiterait l'épandage d'herbicides dans les espaces forestiers. La preuve d'Hydro-Québec a démontré que ces applications ne seraient faites que dans les espaces forestiers non adjacents à des espaces agricoles ou à des cours d'eau. Pour ces espaces sensibles, Hydro-Québec procéderait à un entretien manuel de l'emprise.

6.7.3 L'effet couronne

Le phénomène de l'effet couronne est généralement limité au voisinage des conducteurs à haute tension. Il consiste en une décharge électrique dans l'air ambiant autour des conducteurs qui se produit lorsque le champ électrique à la surface du conducteur (gradient superficiel) est assez élevé pour permettre aux électrons d'acquérir l'énergie nécessaire pour ioniser les molécules d'air.

Le seuil d'effet couronne réel par beau temps est de 2150 kV/m. Le gradient nominal des conducteurs à ± 450 kV, étant de 1930 kV/m, démontre que par beau temps la ligne serait exempte d'effet couronne.

Les principaux résultats de l'effet couronne sont: le bruit acoustique, le brouillage électromagnétique et la création d'ozone et d'ions.

A) Bruit acoustique

Le bruit acoustique est généré par les variations locales de pression créées par les changements rapides de température produits par la décharge d'effet couronne.

Pour les lignes à courant continu, contrairement aux lignes à courant alternatif, le bruit acoustique est plus élevé par beau temps que sous des conditions de pluie. De plus, le bruit serait maximum en été et minimum en hiver.

Un témoin d'Hydro-Québec a déclaré qu'en bordure de l'emprise, le niveau maximal de bruit acoustique par beau temps sera de 49,8 db(A), ce qui est inférieur au bruit maximal des lignes à 735 kV

line would be through wooded or forested areas. Where it was necessary to cross prime agricultural land, the line would cross in a direction which would cause the least interference with farming operations. All of the proposed rights-of-way would require removal of some buildings but the Centre East right-of-way would have the least impact in this regard.

6.7.2 Flora and fauna

Since the process of defining the corridor took into account both the needs of the project and an analysis of the environmental risks in terms of the regions and ecological districts, the impact on the flora and fauna has been reduced to the absolute minimum.

Maintenance of the ± 450 kV line would require spraying of herbicides in forested areas. The evidence presented by Hydro-Quebec showed that herbicides would only be applied in forested areas that do not adjoin agricultural areas or watercourses. In the more sensitive areas, Hydro-Québec would maintain the right-of-way by manual methods.

6.7.3 Corona

The corona phenomenon is generally limited to the vicinity of high-voltage conductors. It consists of an electrical discharge into the air surrounding conductors and occurs when the electric field at the surface of the conductor (surface gradient) is high enough to allow electrons to acquire the energy necessary to ionize air molecules.

During fair weather the threshold for corona is 2,150 kV/m. Consequently during fair weather a ± 450 kV conductor would not exhibit corona since its nominal electric field gradient is 1,930 kV/m.

The main consequences of corona are audible noise, electromagnetic interference and production of ozone and ions.

A) Audible noise

Audible noise is generated by local variations in pressure created by the rapid changes in temperature associated with corona discharge.

Unlike alternating current lines, direct current lines produce more audible noise in fair weather than in rainy weather. Moreover, the noise would be greatest in summer and least in winter.

Hydro-Québec's witness testified that the maximum level of audible noise along the edge of the right-of-way during fair weather would be 49.8 db(A). This is less than the maximum level of about

qui est d'environ 60 db(A) par temps de pluie. De plus, le bruit de la ligne à ± 450 kV serait inférieur au bruit moyen ambiant qui est de l'ordre de 53 db(A).

B) Brouillage électromagnétique

L'interférence produite par l'effet couronne peut affecter la radio à modulation d'amplitude (MA) de la même façon que le bruit électromagnétique naturel causé par un orage éloigné. L'interférence radio produite par l'effet couronne d'une ligne à courant continu a les mêmes caractéristiques que le bruit acoustique: le niveau d'interférence est plus élevé par beau temps que dans des conditions de pluie.

L'interférence radiophonique maximale en bordure de l'emprise par beau temps et à la fréquence de mesure de 1,0 MHz sera de 47 db. Ce niveau est inférieur à l'interférence maximale produite en bordure de l'emprise des lignes à 735 kV, qui est d'environ 51 db par beau temps.

L'interférence produite sur les fréquences de télévision est tellement faible qu'elle ne pose aucun problème.

C) Ozone

L'ozone (O_3) est un élément normal de l'atmosphère qui se forme entre autres à proximité des conducteurs à haute tension soumis à l'effet couronne. Il s'agit d'un gaz incolore dont la concentration naturelle varie selon les régions et les saisons de 0,01 à 0,05 ppm durant le jour, alors qu'elle est quasi nulle durant la nuit.

Environnement Canada a fixé un niveau "maximum acceptable" de 0,08 ppm sur une base horaire¹. La contribution horaire des lignes à haute tension aux niveaux ambiants d'ozone serait la plupart du temps non mesurable (moins de 0,001 ppm) et pourrait à l'occasion atteindre 0,010-0,015 ppm dans et en bordure de l'emprise des lignes.

Un témoin expert a déclaré dans sa preuve écrite que l'ozone généré par la ligne internationale de transport d'électricité à ± 450 kV représente un impact négligeable sur la qualité de l'air ambiant, la végétation en général et les cultures en particulier, ainsi que sur le bien-être et la santé des populations concernées.

D) Ions

Une autre conséquence de l'effet couronne est l'ionisation des molécules d'air dans le voisinage immédiat des conducteurs. Ce phénomène entraîne la formation d'ions positifs et négatifs. Les atomes ionisés de polarité identique au conducteur seront repoussés en suivant les lignes du champ

60 db(A) of the 735 kV alternating current lines during rainy weather. In addition, the noise from the ± 450 kV HVDC line would be less than the average ambient noise, which is about 53 db(A).

B) Electromagnetic interference

Interference produced by corona can affect amplitude modulation (AM) radio in a manner similar to the effect of natural electromagnetic noise caused by a distant thunderstorm. Radio interference produced by corona from a direct current line, like audible noise, is greater in fair weather than in rainy weather.

The maximum radio interference at the edge of the right-of-way in fair weather and at the measured frequency of 1.0 MHz would be 47 db. This level is below the maximum interference produced at the edge of the right-of-way of the 735 kV lines, which is about 51 db in fair weather.

Interference at television frequencies is so low that it presents no problem.

C) Ozone

Ozone (O_3) is a normal element in the atmosphere which is formed, among other places, in the vicinity of high-voltage conductors subject to corona. It is a colourless gas of which the natural concentration varies by region and season from 0.01 to 0.05 ppm during the day and is practically nil at night.

Environment Canada has set an "acceptable maximum" level of 0.08 ppm on an hourly basis.¹ The hourly contribution of high-voltage lines to ambient ozone levels would not be measurable most of the time (less than 0.001 ppm) and could occasionally reach 0.010-0.015 ppm within the line right-of-way.

An expert witness stated in his written testimony that the ozone generated by the ± 450 kV HVDC line represented a negligible impact on the quality of the surrounding air, on plant life in general and crops in particular, as well as on the well-being and health of the affected communities.

D) Ions

Another effect of corona is the ionization of air molecules in the immediate vicinity of conductors. This phenomenon involves the formation of positive and negative ions. Ionized atoms having the same polarity as the conductor are repelled along the lines

¹ "Loi sur la lutte contre la pollution atmosphérique
Compilation des règlements et lignes directrices",
EPS-1-Ap-81-1, avril 1981

¹ **Clean Air Act.** (TRANS) "Compilation of regulations and
guidelines", EPS-1-Ap-81-1, April 1981

électrique. Une partie d'entre eux seront neutralisés en entrant en contact avec des ions de polarité inverse en provenance de l'autre conducteur. Les autres tomberont au sol.

Les concentrations normalement rencontrées dans la nature sont de l'ordre de 200 à 3000 ions/cc. La concentration moyenne en bordure de l'emprise serait d'environ 9000 ions/cc. Cette concentration est comparable à celle qui est rencontrée en bordure d'une autoroute achalandée (30 véhicules/minute). Cependant la concentration diminuerait énormément sous l'action du vent et étant donné que la ligne ne serait soumise à l'effet couronne qu'environ 50 % du temps.

6.7.4 Champs électriques

Suite à des expériences menées sur une ligne expérimentale, Hydro-Québec a démontré que les maximums de champ électrique au niveau du sol seraient de 27,0 kV/m sous le pôle positif et 21,2 kV/m sous le pôle négatif. Ces valeurs extrêmes correspondent à une intensité qui a été dépassée que 5 % du temps. Les valeurs moyennes du champ électrique en bordure de l'emprise seraient de 3,8 kV/m du côté du pôle positif et 4,8 kV/m du côté du pôle négatif. En comparaison la valeur moyenne du champ électrique en bordure de l'emprise d'une ligne à 735 kV CA est de 2 kV/m.

La valeur maximale du champ électrique au niveau du sol à la limite de l'emprise serait de 1,8 kV/m sans effet couronne et augmenterait jusqu'à 11,5 kV/m avec effet couronne. Hydro-Québec a indiqué que la ligne ne serait pas, ou presque pas, soumise à l'effet couronne durant environ 50% du temps.

Des courants et des voltages sont induits dans les objets conducteurs placés dans un champ électrique variable. La fréquence de ces voltages et courants induits est la même que celle du champ externe. Elle serait donc nulle en courant continu. De plus la contribution des courants ioniques de surface est de l'ordre de quelques micro-ampères seulement.

Un témoin expert a passé en revue la littérature concernant les champs électriques et a déclaré qu'aucune preuve scientifiquement valable n'avait pu établir clairement que les champs électriques avaient des effets néfastes sur la santé et le bien-être des populations concernées.

6.7.5 Danger d'électrocution

Toute ligne de transport d'électricité présente un risque d'électrocution. Ces risques ne sont pas différents dans le cas des lignes CC. Ces dangers sont bien connus et les méthodes pour les éviter sont simples à appliquer.

of the electric field. Some of them are neutralized when they come into contact with ions of opposite polarity from the other conductor while others will fall towards the ground.

Concentrations normally found in nature are around 200 to 3,000 ions/cc. The average concentration along the edge of the right-of-way would be about 9,000 ions/cc. This concentration compares to that bordering a busy freeway (30 vehicles/minute). However, the concentration would decrease significantly because of wind action and the fact that the line would be subject to corona for only about 50% of the time.

6.7.4 Electric fields

As a result of trials on an experimental line, Hydro-Québec demonstrated that the maximum electric field at ground level would be 27.0 kV/m under the positive pole and 21.2 kV/m under the negative pole. These extreme values corresponded to an intensity which was exceeded only 5% of the time. The average values for the electric field at the edge of the right-of-way would be 3.8 kV/m on the positive pole side and 4.8 kV/m on the negative pole side. By comparison, the average electric field at the edge of the right-of-way of a 735 kV AC line is 2 kV/m.

The maximum value for the electric field at ground level at the edge of the right-of-way would be 1.8 kV/m with no corona and would increase to 11.5 kV/m with corona. Hydro-Québec has indicated that the line would be subject to little or no corona for about 50% of the time.

Currents and voltages are induced in conducting objects placed in a variable electric field. The frequency of such induced voltages and currents is the same as that of the external field. There are, therefore, no induced voltages or currents due to direct current. Furthermore, the contribution of ionic surface currents amounts to only a few microamperes.

An expert witness reviewed the literature on electric fields and stated that there was no valid scientific proof which clearly established that electric fields had harmful effects on the health and well-being of affected communities.

6.7.5 Danger of electrocution

All transmission lines present the danger of electrocution. The risk is no different for direct current lines than for alternating current lines. The dangers are well-known and methods for avoiding them are simple to apply.

6.7.6 Électrode de mise à la terre

Les principales répercussions de l'exploitation de l'électrode de mise à la terre seraient l'interférence avec certains services électriques et la corrosion de structures métalliques enfouies, y compris les pipelines. Les services électriques qui pourraient faire l'objet d'interférences comprennent les réseaux locaux de distribution et certains types de systèmes de signalisation et de circuits téléphoniques. Des modifications pourraient être apportées à ces services pour rendre négligeable l'effet du courant de sol. Des distances adéquates de séparation entre le site de l'électrode, les lignes de transport à haute tension et les voies ferrées préviendraient tout effet négatif sur ces installations. L'emplacement de l'électrode de mise à la terre serait choisi afin de minimiser la corrosion des structures métalliques enfouies. Un témoin a indiqué que des ententes avaient été conclues entre certaines sociétés touchées et Hydro-Québec et que des discussions avec d'autres sociétés étaient en cours.

La preuve a montré que pour assurer la sécurité des humains et des animaux, l'électrode serait conçue afin de limiter la tension à la surface de la terre à une valeur sûre. Lors de l'exploitation normale, l'augmentation de température du sol dans le voisinage de l'électrode en raison du courant de sol, ne dépasserait pas 1°C par rapport à la température ambiante. Cette valeur ne présenterait aucun danger à l'environnement.

6.7.7 Témoignages supplémentaires

Hydro-Québec a retenu les services d'experts pour passer en revue les recherches menées dans le domaine des lignes CCHT et aussi pour examiner la documentation existante. Cet examen avait pour but de mettre en évidence, si possible, les effets biologiques des lignes CCHT.

La conclusion générale de ces études est qu'aucune expérience rigoureuse n'a pu démontrer que les lignes CCHT avaient un effet quelconque sur la santé des humains et des animaux.

6.7.6 Ground Electrode

The major effects possible due to the operation of the ground electrode are interference with certain electrical services and corrosion of buried metallic structures including pipelines. Electrical services which could be interfered with include the local distribution system and certain types of signalling systems and telephone circuits. Modifications could be made to these services so that the effect of ground current would be negligible. Adequate separation distances between the electrode site and high voltage transmission lines and railway lines would preclude any adverse effects on these facilities. The ground electrode would also be located so as to minimize corrosion of buried metallic structures. A witness indicated that agreements had been concluded between certain affected companies and Hydro-Québec and discussions with other companies were in progress.

The evidence showed that, for the safety of humans and animals, the electrode would be designed to limit the voltage at the surface of the earth to a safe value. During normal operation temperature rise of the earth within the vicinity of the electrode due to the ground current would not exceed 1 degree Celsius over the ambient temperature. This value would represent no danger to the environment.

6.7.7 Further testimony

Hydro-Québec hired the services of experts to review the research in the field of HVDC lines and to examine existing documentation. The purpose of this study was to determine the known biological effects of HVDC lines.

The general conclusion of these studies was that there have been no rigorous experiments conducted which have demonstrated that HVDC lines have any effect on the health of humans and animals.

Chapitre 7

Interventions

Dix organismes ont fait parvenir des interventions au sujet de la requête. Voici un bref résumé de chaque mémoire et plaidoiries présentés par les intervenants.

7.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited

CFLCo possède et exploite la centrale hydro-électrique de Churchill Falls qui est interconnectée au réseau de transport d'Hydro-Québec ainsi qu'au réseau de Newfoundland and Labrador Hydro. Presque toute la production d'énergie de cette centrale est vendue à Hydro-Québec conformément à un contrat à long terme. Cet intervenant a participé au débat et a appuyé la position adoptée par NLH.

Le président exécutif de CFLCo a déclaré qu'il serait prêt à faciliter la négociation de toute entente éventuelle entre Hydro-Québec et NLH, et permettre des transferts de puissance et d'énergie entre les deux réseaux. Il a aussi indiqué que le délai de 15 jours accordé pour répondre aux offres annuelles d'énergie par Hydro-Québec, que stipule l'Office dans la modalité 9(b) de la licence EL-151, ne permettait pas à un service canadien interconnecté comme CFLCo d'évaluer sa position et, par conséquent, ne lui offrait pas un avantage comparable à celui que les clients américains avaient obtenu.

7.2 Newfoundland and Labrador Hydro

NLH a déclaré que son intervention avait été rendue nécessaire par l'absence de toute tentative significative d'Hydro-Québec d'explorer les possibilités et les moyens pour que ses ressources électriques soient utilisées pour répondre aux besoins de Terre-Neuve. NLH s'opposait à cette requête en se fondant sur ce qu'Hydro-Québec n'avait pas cherché à connaître les besoins prévisibles de puissance et d'énergie de Terre-Neuve et, donc, qu'elle n'avait pas rempli les exigences de la Loi sur l'Office national de l'énergie. NLH a fait valoir, et a présenté une preuve visant à établir, qu'il existait des besoins de puissance et d'énergie à Terre-Neuve qui constituaient des "besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada" et qu'Hydro-Québec pourrait

Chapter 7

Interventions

Ten organizations submitted interventions regarding the application. Short summaries of each submission and the arguments presented by the parties are given below.

7.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited

CFLCo owns and operates the Churchill Falls hydroelectric generating station that is interconnected with the Hydro-Québec system as well as the NLH system. Most of the station's energy output is sold to Hydro-Québec under a long-term contract. This intervenor took part in the debate and supported NLH's position.

The Chairman and Chief Executive Officer of CFLCo stated that CFLCo would be ready to facilitate the negotiation of any new agreement between Hydro-Québec and NLH, and allow transfer of power and energy between systems. He also stated that the 15-day period provided for the responses to annual offers of energy made by Hydro-Québec, as stated by the Board in condition 9(b) of Licence EL-151, did not allow an interconnected Canadian utility such as CFLCo sufficient time to evaluate its position and therefore did not offer it an advantage comparable to the one American clients have received.

7.2 Newfoundland and Labrador Hydro

NLH stated that its intervention had been made necessary by the lack of any meaningful attempt by Hydro-Québec to explore the possibilities of and the means whereby its electrical resources could be used to supply the Newfoundland requirements. NLH was opposed to the application on the basis that Hydro-Québec had not canvassed Newfoundland's foreseeable requirements for power and energy and, therefore, in its view had not fulfilled the requirements of the National Energy Board Act. NLH argued and presented evidence that there existed requirements for power and energy in Newfoundland which constituted "reasonably foreseeable requirements for use in Canada" and that these requirements might be reasonably supplied by Hydro-Québec in priority to export sales. This

raisonnablement répondre à ces besoins en priorité avant les ventes à l'exportation. La preuve de cet intervenant comprenait des prévisions des besoins de l'Île de Terre-Neuve (l'Île) et du Labrador et des achats d'Hydro-Québec¹ qui serviraient à répondre à ces mêmes besoins pendant toute la période d'exportation proposée et, cherchait à démontrer que l'Île et le Labrador pouvaient avoir accès au réseau d'Hydro-Québec.

intervenor's evidence included forecasts of the Island and Labrador loads and the purchases from Hydro-Québec¹ needed to serve these loads throughout the requested period as shown in the following table. It also presented evidence to demonstrate the accessibility of the Island and Labrador to Hydro-Québec's system.

**Prévisions d'achat en provenance d'Hydro-Québec
1990 à 2002
GW.h**

**Forecast Purchases from Hydro-Québec
1990 to 2002
GW.h**

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
1940	2296	6042	6396	6721	7115	7864
1997	1998	1999	2000	2001	2002	Total
7715	7864	8021	8109	8118	8128	85917

La preuve a démontré que pour la période 1989 à 2003, les achats d'Hydro-Québec pourraient remplacer environ 115 millions de barils de mazout lourd nécessaires à la production thermique dans l'Île. Une partie de ces achats remplacerait la production de la centrale existante Holyrood alimentée au pétrole, et le reste remplacerait l'énergie provenant d'éventuelles nouvelles centrales alimentées au pétrole qui seraient requises pour répondre aux augmentations futures de la charge à Terre-Neuve. NLH a indiqué que si elle obtenait un approvisionnement stable d'électricité, elle pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'un client du Labrador exige jusqu'à 400 MW de puissance pour remplacer le mazout lourd utilisé par l'industrie de l'affinage des métaux. Une croissance additionnelle des besoins pourrait se produire au Labrador, par exemple, pour une nouvelle industrie de la fonte d'aluminium. Dans sa preuve, NLH a démontré qu'actuellement la charge au Labrador était alimentée par la centrale Churchill Falls au moyen d'une ligne de transport de 138 kV et deux lignes de 230 kV. De nouvelles installations de transport ou des améliorations aux installations existantes pourraient être requises pour répondre à de nouveaux besoins au Labrador.

NLH a fait valoir que la charge dans l'Île pourrait être considérée accessible au réseau d'Hydro-Québec de la même manière que l'est la charge de NEPOOL en Nouvelle-Angleterre. Il

The evidence showed that for the period from 1989 to 2004, purchase from Hydro-Québec could displace approximately 115 million barrels of heavy fuel oil required for thermal generation on the Island. Part of these purchases could displace oil-fired generation at the existing Holyrood Plant, and the rest could be used to displace energy from possible new oil-fired capacity which could be required to meet future increases in Newfoundland's load. NLH indicated that, if a stable supply of electricity could be obtained, it could reasonably be expected that one of its customers in Labrador would require up to 400 MW to displace heavy fuel oil capacity used in the metal refining industry. Additional growth such as in the aluminum smelting industry could take place in Labrador. NLH's evidence showed that its present load in Labrador was served from the Churchill Falls plant over one 138 kV and two 230 kV transmission lines. New transmission facilities or improvements to the existing facilities could be required to serve new loads in Labrador.

NLH's evidence stated that its Island load could be considered accessible to the Hydro-Québec system in the same manner that NEPOOL's load in New England was accessible. An interconnection to

1 Selon le document DWM-6 de la preuve relative aux prévisions de la charge de la NLH (pièce C-26)

1 According to schedule DWM-6 of NLH's load forecast evidence (Exhibit C-26).

faudrait construire une interconnexion jusqu'à l'Île pour qu'elle ait accès à l'énergie excédentaire d'Hydro-Québec tout comme NEPOOL avait besoin de la ligne à ± 450 kV. La construction de cette ligne pourrait durer environ 4 ans et demi et il faudrait s'assurer une source d'approvisionnement afin de la justifier. Pour arriver à satisfaire les besoins prévus en énergie, cette ligne devrait être installée d'ici 1990 et la décision de construire prise tôt en 1985.

NLH a indiqué que, en disposant de cette requête, l'Office devrait considérer comme significative l'absence d'une entente d'approvisionnement appropriée entre Hydro-Québec et NLH pour satisfaire les besoins futurs de Terre-Neuve et l'absence d'une entente pour le partage équitable des revenus d'exportation rendus possibles grâce aux importations du Labrador.

D'après NLH, des licences conditionnelles identiques aux licences émises par l'Office conformément à sa Décision de janvier 1984 ne garantiraient pas la protection des intérêts de Terre-Neuve relativement aux exportations proposées. NLH a déclaré qu'une condition de licence obligeant Hydro-Québec à faire des offres seulement aux services canadiens directement interconnectés à son réseau n'offre aucune assurance qu'Hydro-Québec pourrait satisfaire les besoins de Terre-Neuve. De la même façon, une condition obligeant qu'une offre, relative aux exportations proposées en vertu du Contrat d'énergie, soit limitée à la fourniture d'énergie pour une année plutôt qu'à la totalité ou une partie de l'énergie proposée à l'exportation en vertu du Contrat d'énergie jusqu'en 2002, ne répondait pas aux besoins de NLH pour un approvisionnement d'énergie garantie à long terme. Finalement, NLH a indiqué qu'il n'était pas réaliste de s'attendre à ce qu'un service canadien puisse répondre en 15 jours à une offre basée sur un contrat qui a nécessité une période de plusieurs mois sinon plusieurs années de négociations entre Hydro-Québec et ses clients américains.

La position adoptée par NLH était à l'effet qu'Hydro-Québec avait démontré que la justification de la ligne à ± 450 kV HTCC proposée reposait seulement sur la Convention de stockage d'énergie. D'après NLH, cette position était justifiée parce que seule la Convention de stockage d'énergie prévoyait les obligations contractuelles pour la construction des équipements et, puisque les ventes d'énergie excédentaire ne sont pas garanties et, que les prévisions d'énergie excédentaire d'Hydro-Québec sont fondées sur un taux de croissance à long terme qui pourrait facilement varier, on ne peut pas se fier sur les revenus provenant des ventes d'énergie excédentaire. NLH a de plus indiqué que, puisqu'on ne peut se fier sur les ventes d'énergie excédentaire

the Island would have to be built to access Hydro-Québec's surplus energy just as a ± 450 kV DC line was required by NEPOOL. A supply arrangement would have to be confirmed to justify the construction of such a line which would take approximately 4.5 years to build. In order to satisfy forecast energy requirements, the line would have to be in place by 1990 and the decision to construct would have to be made by early 1985.

NLH stated that, in disposing of this application, the Board should consider as relevant the absence of both a suitable supply arrangement between Hydro-Québec and NLH for meeting Newfoundland's future loads and an equitable sharing arrangement of export revenues made possible by imports from Labrador.

According to NLH, conditional licences like those resulting from the Board's January 1984 Reasons for Decision would not ensure that Newfoundland's interests in the proposed exports would be protected. NLH argued that a licence condition which required Hydro-Québec to make offers to only those Canadian utilities which are directly interconnected to its system provides no assurance that Newfoundland's requirements would ever be met by Hydro-Québec. Similarly a condition requiring that an offer, related to the proposed export under the Energy Contract, be restricted to one year's energy supply rather than based on all or any portion of the balance of the energy proposed to be exported under the Energy Contract in the period to 2002, did not respond to NLH's needs of an assured long term energy supply. Finally NLH stated that it was unrealistic to expect that a Canadian utility could respond in 15 days to an offer based upon a contract negotiated between Hydro-Québec and its American customer over several months if not years.

NLH adopted the position that Hydro-Québec's evidence showed that the proposed ± 450 kV HVDC line was intended to have been justified by the Energy Banking Agreement on a standing alone basis. According to NLH this position was justified because the contractual obligation to construct facilities was included in the Energy Banking Agreement alone and, since surplus energy sales were not guaranteed and Hydro-Québec's estimates of surplus energy were based on a long term growth rate which could easily change, revenues from sales of surplus energy could not be relied upon. NLH further stated that without relying on surplus sales to NEPOOL, the evidence put forward by the application to justify the line was inadequate

à NEPOOL, la preuve présentée dans la requête était inadéquate pour justifier la ligne parce que l'analyse des coûts et rendements relative au Stockage d'énergie est périmée parce que basée sur une prévision désuète des prix des combustibles fossiles et sur un plan de développement dépassé.

Selon cet intervenant, une prévision plus récente des prix des combustibles fossiles indiquerait que les bénéfices de la Convention de stockage d'énergie seraient plus bas que ceux indiqués dans l'analyse de coûts et rendements préparée par NEPOOL.

Relativement aux parties b), c) et d) de la requête, NLH a déclaré qu'une évaluation des excédents de puissance et d'énergie fondée sur une prévision qui a été préparée pour une période de 20 ans commençant seulement dans 3 ans, ne peut pas justifier la délivrance de licences d'exportation. Elle a aussi ajouté que puisque les prévisions comprises dans les tableaux fournis par Hydro-Québec conformément à l'alinéa 6(2)v des Règlements de l'Office n'ont pas pu être adéquatement vérifiées, elles ne peuvent pas être acceptées comme preuve suffisante pour déterminer les excédents.

NLH a demandé que l'Office refuse la requête d'Hydro-Québec tout en réservant sa décision finale pour une date ultérieure. A cette date, et sur réception de preuves additionnelles démontrant qu'Hydro-Québec aurait fait des tentatives raisonnables pour arriver à une entente d'approvisionnement mutuellement satisfaisante avec NLH, et pour arriver à un accord pour le partage équitable des revenus d'exportation rendus possibles grâce aux importations du Labrador, une décision finale pourrait être rendue relativement à cette requête.

NLH s'est carrément opposée à la délivrance d'une licence d'exportation de blocs de puissance et d'énergie garanties en vertu de la partie (d) de la requête. Cet intervenant s'est demandé si l'Office avait le pouvoir d'accorder une licence relative à l'exportation de quantités non définies sans ententes contractuelles préalables et a déclaré que des requêtes de ce genre devraient être étudiées à mesure qu'elles se présenteraient. NLH a déposé une copie de sa Requête de révision datée du 5 avril 1984 comme partie de sa plaidoirie.

7.3 Ontario Hydro

Lors de sa plaidoirie finale, Ontario Hydro a mentionné qu'elle était très intéressée par les questions d'intérêts canadiens soulevées lors de l'audience. L'avocat de l'Ontario Hydro a mentionné que sa compagnie avait discuté avec la requérante des conditions des exportations vers les États de la Nouvelle-Angleterre et a indiqué que les ententes existantes entre les deux compagnies protégeraient

because the cost benefit analysis related to Energy Banking was outdated and based on both an obsolete fuel price forecast and an obsolete generation expansion plan.

According to this intervenor, on the basis of a more recent fuel-price forecast, the benefits of the Energy Banking Agreement would be lower than indicated in the cost-benefit analysis prepared by NEPOOL.

With respect to Parts (b), (c), and (d) of the application, NLH stated that export sales should not be licensed based on projected surpluses which result from a 20 year forecast and which do not commence until 3 years in the future. It also argued that since the forecast data, in tables provided by Hydro-Québec pursuant to section 6(2)v of the Board's regulations, could not be adequately tested and could not be accepted as adequate evidence for the determination of surplus.

NLH requested that the Board deny Hydro-Québec's application but reserve its final decision until a future date, at which time, upon receiving additional evidence demonstrating that reasonable attempts had been made by Hydro-Québec to work out a mutually satisfactory supply arrangement with NLH and an equitable sharing arrangement of export revenues made possible by imports from Labrador, a final decision could be issued in respect of the application.

NLH opposed completely the issuing of a licence under part (d), for exports of firm blocks of power and energy. It questioned whether the Board had jurisdiction to grant a licence for unspecified quantities of exports with no contractual arrangements in place and stated that licences like this should be dealt with as they arose. As part of its argument, NLH filed a copy of its Application for Review dated 5 April 1984.

7.3 Ontario Hydro

During its final argument, Ontario Hydro stated that it was interested in the question of Canadian interests brought about by the hearing. The counsel for Ontario Hydro said that his client had had discussions with the applicant on the subject of the conditions of the export to New England states and indicated that existing agreements between Hydro-Québec and Ontario Hydro would properly

convenablement les intérêts d'Ontario Hydro vis-à-vis les exportations proposées.

7.4 Procureur général de Terre-Neuve

Le Procureur général de Terre-Neuve a indiqué que son intervention se faisait dans le but de protéger le plus possible les intérêts de sa province et de ses citoyens. Il était représenté à l'audience et il a appuyé l'intervention de NLH.

7.5 Ministre de l'énergie de l'Ontario

Dans son intervention le ministre de l'énergie de l'Ontario se réservait le droit de contre-interroger la requérante et toutes les parties intervenantes et de soumettre une preuve en chef s'il le jugeait à propos. Il était représenté lors de l'audience mais n'y a pas participé.

7.6 Maritime Electric Company, Limited

La Maritime Electric Company, Limited est un service d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard. Cette compagnie est interconnectée au réseau de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick qui est interconnecté d'une part à Hydro-Québec et d'autre part à des services des États-Unis.

Cet intervenant ne s'est pas opposé à la requête de licence ni de certificat. Il était représenté à l'audience mais n'y a pas participé.

7.7 La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick

Dans son intervention, la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick se réservait le droit de contre-interroger la requérante et de soumettre une preuve en chef si elle le jugeait à propos. Elle était représentée à l'audience mais n'y a pas participé.

7.8 Procureur général du Québec

Dans son intervention, le Procureur général du Québec a stipulé que le Québec entend voir à ce que ses intérêts socio-économiques, ou de toute autre nature, soient respectés et à ce qu'on en tienne compte lors de l'audience publique de la requête d'Hydro-Québec. En outre, le Québec se réservait le droit de contre-interroger toutes les parties requérantes ou intervenantes, ou de soumettre toute preuve en chef, s'il le jugeait à propos. Il était représenté lors de l'audition et a appuyé la position de la requérante

protect the interests of Ontario Hydro vis-à-vis the proposed exports.

7.4 Attorney General of Newfoundland

The Attorney General of Newfoundland stated that the purpose of his intervention was to protect the interests of the province of Newfoundland and its citizens as much as possible. This intervenor was represented at the hearing and supported the intervention by NLH.

7.5 Minister of Energy for Ontario

In his intervention, the Minister of Energy for Ontario reserved his right to cross-examine the Applicant and intervenors and to submit a brief if he felt it to be appropriate. The Minister of Energy for Ontario was represented at the hearing but did not participate.

7.6 Maritime Electric Company, Limited

Maritime Electric Company, Limited is a utility from Prince Edward Island. This company is interconnected with the system of the New Brunswick Electric Power Commission which is interconnected to the Hydro-Québec system and to utilities in the United States.

This intervenor did not oppose the licence application or the certificate. It was represented at the hearing but did not participate.

7.7 The New Brunswick Electric Power Commission

In its intervention the New Brunswick Electric Power Commission reserved its right to cross-examine the Applicant and to submit a brief if it felt it to be appropriate. It was represented at the hearing but did not participate.

7.8 Attorney General of Quebec

In his intervention the Attorney General of Quebec stated that Quebec intended to ensure that its socio-economic interests, and any other interests, were respected and considered at the public hearing into Hydro-Québec's application. Moreover, Quebec reserved its right to cross-examine the Applicants and the intervenors and to submit a brief if it felt it to be appropriate. The Attorney General of Quebec was represented at the hearing and supported the Applicant.

Chapitre 8

Décision

L'Office a soigneusement examiné toute la preuve et les dépositions présentées.

Requête d'exportation

L'article 83 de la Loi stipule que, dans l'examen d'une requête de licence d'exportation, l'Office doit tenir compte de toutes les considérations qui lui semblent pertinentes. Sans limiter le caractère général de ce qui précède, l'Office doit être convaincu que l'énergie à exporter est excédentaire aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix devant être exigé est juste et raisonnable en fonction de l'intérêt public.

8.1 Excédent

8.1.1 Exportations en vertu de la Convention de stockage d'énergie

Hydro-Québec a demandé une licence pour exporter jusqu'à concurrence de 3000 GW.h d'énergie par année, laquelle énergie aurait été produite par les Membres de NEPOOL, puis emmagasinée dans les réservoirs d'Hydro-Québec et finalement retournée à NEPOOL. Puisque la quantité d'énergie qui serait exportée aux termes de cette Convention serait équivalente à la quantité d'énergie importée de NEPOOL, ajustée pour tenir compte des pertes, la nature excédentaire de l'énergie ne pose pas de problème.

La Convention stipule qu'Hydro-Québec doit d'abord alimenter ses charges régulières, satisfaire ses engagements garantis à l'extérieur de la province et desservir en priorité la charge d'un réseau voisin en situation d'urgence.

La convention offre certains avantages à Hydro-Québec dont elle ne pourrait pas bénéficier autrement, notamment le partage équitable¹ de tous les bénéfices monétaires du stockage d'énergie. En outre, dans le cas fort improbable où Hydro-Québec ne pourrait pas exporter l'énergie excédentaire à

1 Pour les 6 premières années, NEPOOL recevrait 60 % des économies et Hydro-Québec 40 %; par la suite, les économies seraient partagées également entre NEPOOL et Hydro-Québec. Ce partage des économies a été choisi en raison du taux respectif d'investissement de chacune des parties pour les équipements de transport et de la période nécessaire au recouvrement des investissements prévue dans des études préliminaires

Chapter 8

Disposition

The Board has given careful consideration to all the evidence and submissions presented.

Application for Export

Section 83 of the Act requires the Board, in examining an application for an export licence, to have regard to all considerations that appear to it to be relevant. Without limiting the generality of the foregoing, the Board is required to satisfy itself that the power to be exported is surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements and that the price to be charged is just and reasonable in relation to the public interest.

8.1 Surplus

8.1.1 Export under the Energy Banking Agreement

Hydro-Québec has requested a licence for the annual export (return) of up to 3000 GW.h of energy that would be generated by NEPOOL participants and stored in Hydro-Québec's reservoirs. Since the quantity of energy exported under this agreement would be equivalent to the quantity of energy imported from NEPOOL, adjusted to account for losses, no question arises as to its surplus nature.

Provisions of the agreement ensure that the supply to Hydro-Québec's domestic loads, firm commitments outside the province, and neighboring utilities experiencing emergency conditions would have priority.

The agreement offers certain advantages to Hydro-Québec which it would not otherwise receive. Hydro-Québec would share on an equivalent basis¹ in any monetary benefits resulting from the banking of energy. In addition, in the unlikely event of Hydro-Québec being unable to export energy to

1 For the first 6 years NEPOOL would receive 60 % of the benefits and Hydro-Québec would receive 40 %; thereafter benefits would be equally split between NEPOOL and Hydro-Québec. This arrangement for sharing of benefits reflects the relative investments of the two participants in the projects and the projected payback period estimated at the time the agreement was first negotiated

NEPOOL en raison d'une hydraulicité faible ou de l'obligation de satisfaire des besoins imprévisibles au Canada, elle pourrait toujours retirer d'importants bénéfices découlant du stockage d'énergie par NEPOOL.

L'Office est d'avis que les transactions faites selon la Convention de stockage d'énergie auraient peu ou pas d'effet nocif sur le réseau d'Hydro-Québec ni sur les autres réseaux canadiens; par ailleurs, il pourrait en résulter des avantages importants pour Hydro-Québec. L'Office favorise de telles ententes qui pourraient permettre aux services canadiens d'utiliser leur capacité de stockage d'énergie de manière à apporter des bénéfices au Canada et ainsi contribuer à la réduction de l'utilisation des combustibles fossiles.

8.1.2 Énergie excédentaire disponible

L'Office constate que les chiffres présentés par Hydro-Québec à propos de l'énergie excédentaire, qui sont donnés à l'Annexe IX, résultent du plan de développement de la requérante qui a été préparé en supposant des conditions d'hydraulicité moyenne et d'exploitation normale et tenant compte d'un taux de croissance moyenne de la demande de 2,9 % par année. NLH a affirmé que les quantités d'énergie excédentaire indiquées aux tableaux fournis conformément à l'alinéa 6(2)v des Règlements de l'Office n'ont pu être adéquatement évaluées lors de l'audience et par conséquent les données ne pouvaient pas être acceptées comme preuve satisfaisante pour déterminer les surplus. Cet argument n'amène pas l'Office à changer sa position, puisque lors de l'audience il était loisible à toutes les parties intéressées de contre-interroger les témoins de la requérante au sujet de ces tableaux. Les notes sténographiques indiquent que NLH a longuement contre-interrogé sur le sujet et qu'elle a eu l'occasion de demander à la requérante de déposer une description de son modèle de prévision, mais elle ne l'a pas fait. Si NLH avait choisi de le faire, elle aurait pu examiner en détail la méthodologie utilisée par Hydro-Québec.

L'Office est convaincu que la méthodologie utilisée par Hydro-Québec pour ses prévisions de la charge est acceptable dans les circonstances. Il y a toujours un certain doute associé à cette prévision du taux de croissance comme à toute prévision, mais l'Office doit tirer sa conclusion à partir de la meilleure preuve mise à sa disposition au moment où il détermine les surplus. De plus, le "Plan de développement d'Hydro-Québec 1984-1986, Horizon 1993" déposé au dossier lors de l'audience, indique qu'Hydro-Québec ajusterait son programme de développement de façon à satisfaire de nouveaux besoins au Québec. Étant donné qu'au début de la période d'exportation la capacité de

NEPOOL due to low water conditions or the need to supply unforeseen requirements in Canada, it could still receive significant benefits from the banking of energy by NEPOOL.

It is the Board's view that operation under the Energy Banking Agreement would have no significant adverse impact upon Hydro-Québec's system or upon any other Canadian system; there could, on the other hand, be significant advantages to Hydro-Québec. The Board is in favor of such arrangements that allow Canadian utilities to use their storage capabilities to provide benefits to Canada and to contribute to a reduction in the use of fossil fuels.

8.1.2 Available Excess Energy

The Board notes that the excess energy figures submitted by Hydro-Québec, which are shown in Appendix IX, are those levels resulting from its generation expansion plan under average hydraulic conditions, normal system operations and a 2.9 % average annual rate of load growth. NLH argued that Hydro-Québec's surplus tables, provided in accordance with section 6(2)v of the Board's Regulations, from which these excess energy figures are taken, could not be adequately tested during the hearing and therefore the data could not be accepted as adequate evidence for the determination of surplus. The Board is not moved by this argument since during the hearing all interested parties were given the opportunity to cross-examine the applicant's witnesses on the subject of these tables. The transcript shows that NLH spent a considerable amount of time cross-examining on this subject, and also had the opportunity to ask the applicant to file a description of its forecast model but chose not to. Had it done so, NLH would have had the opportunity to examine Hydro-Québec's forecast methodology in greater detail.

The Board is satisfied that the load forecast methodology utilized by Hydro-Québec is reasonable in the circumstances. There is of course some degree of uncertainty associated with this forecast growth rate as with any forecast, but the Board must base its findings on the best evidence available to it at the time it makes the surplus determination. Moreover, as indicated in the "Plan de développement d'Hydro-Québec - 1984 à 1986, Horizon 1993", which was filed as an Exhibit during the hearing, Hydro-Québec would adjust its generation expansion plan to meet new Quebec loads. Given the initial mismatch between the capacity of new generating units and the system

production des nouveaux groupes générateurs dépasserait de beaucoup les besoins du réseau tout en tenant compte d'une réserve d'exploitation adéquate, il est plausible de croire que même avec un taux de croissance un peu plus élevé que 2,9 %, il y aurait encore des surplus d'énergie importants. Tout compte fait, l'Office est assuré qu'il y aurait des surplus pour l'exportation.

Selon la preuve, Hydro-Québec disposerait d'une quantité additionnelle d'énergie excédentaire sur son réseau et en provenance de la centrale de Churchill Falls comme l'illustre l'Annexe X. L'Office reconnaît que ces quantités additionnelles d'énergie qui ne sont pas indiquées à l'Annexe IX pourraient être emmagasinées et pourraient aussi servir à satisfaire de nouveaux marchés éventuels.

8.1.3 Newfoundland and Labrador Hydro et l'Île-du-Prince-Édouard

Pour déterminer si les quantités de puissance et d'énergie proposées à l'exportation sont excédentaires aux besoins canadiens raisonnablement prévisibles, l'Office a tenu compte, des représentations de NLH et des besoins de l'Île-du-Prince-Édouard.

Bien que l'Office reconnaisse que la charge du Labrador pourrait être alimentée par Hydro-Québec via les interconnexions entre la centrale de Churchill Falls et les frontières du Québec et de Terre-Neuve, il remarque que la charge prévue pour le Labrador est fondée en partie sur la création de nouveaux besoins industriels importants pour lesquels il n'existe encore aucun engagement ferme. Sans cette nouvelle charge industrielle incertaine, NLH pourrait "rappeler" suffisamment de puissance et d'énergie de la centrale de Churchill Falls pour combler les besoins du Labrador durant toute la période proposée dans la requête.

La charge de l'Île de Terre-Neuve ne pourrait être satisfaite à partir du Labrador ou du Québec que si une importante interconnexion était établie. NLH a présumé qu'une ligne de transport sera construite de Churchill Falls jusqu'à un point situé près de St John's. Il n'est nullement certain que la charge telle que prévue pour la province de Terre-Neuve soit un besoin canadien raisonnablement prévisible que pourrait combler Hydro-Québec. Cependant, l'Office ne peut écarter la possibilité qu'une telle interconnexion soit un projet réalisable. Par conséquent, l'Office continue de reconnaître que la charge prévue pour la province de Terre-Neuve pourrait constituer un besoin canadien raisonnablement prévisible que pourrait combler Hydro-Québec.

Bien que l'Île-du-Prince-Édouard ne se soit pas opposée à la requête, en rendant sa décision en janvier 1984 l'Office a tenu compte des besoins prévisibles de cette province dans sa détermination

load requirements and the safety margins associated with planned reserve levels, it is reasonable to assume that even with a level of annual load growth somewhat greater than 2.9 %, there would be some significant energy surplus. All things considered the Board is satisfied as to the existence of surplus for export.

According to the evidence, there would be additional amounts of excess energy available from the Churchill Falls station and from Hydro-Québec's system as shown in Appendix X. The Board accepts that these additional amounts of energy not shown in Appendix IX would be available for storage and could also be used to supply additional markets if they were to develop.

8.1.3 Newfoundland and Labrador Hydro and Prince Edward Island

In determining whether the power and energy proposed for export is surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements the Board took into consideration the representation of NLH and the needs of Prince Edward Island.

While the Board accepts that load in Labrador could be supplied by Hydro-Québec via the interconnections between the Churchill Falls plant and the Quebec-Newfoundland border, it notes that Labrador's forecast load is based in part on the creation of a substantial new industrial load for which there are as yet no firm commitments. Without this new and uncertain industrial load, NLH would have sufficient "recall" power and energy from Churchill Falls to supply Labrador's needs throughout the proposed period of the application.

Loads on the Island of Newfoundland could only be served from Labrador or Quebec if a major interconnection were established. NLH has assumed that such a transmission line will be built from Churchill Falls to a point near St. John's. It is by no means certain that Newfoundland's forecast load is a reasonably foreseeable Canadian requirement which could be supplied by Hydro-Québec. However, the Board cannot rule out the possibility that such an interconnection might be feasible. Accordingly the Board continues to recognize that Newfoundland's forecast load might constitute a reasonably foreseeable Canadian requirement which could be supplied by Hydro-Québec.

Although Prince Edward Island did not oppose any of the requests, in its January 1984 Decision the Board considered PEI's foreseeable requirements in its surplus determination and has also considered

de l'énergie excédentaire et a fait de même en examinant la présente détermination des surplus. L'Office admet que la charge de cette province pourrait constituer un besoin canadien raisonnablement prévisible que pourrait satisfaire Hydro-Québec si une entente de transit appropriée était négociée.

8.1.4 Exportations en vertu du Contrat d'énergie

Hydro-Québec a demandé une licence pour exporter 33 000 GW.h d'énergie excédentaire sur une période de 16 années en vertu d'un Contrat d'énergie conclu avec NEPOOL commençant en 1986. Selon l'Annexe IX, Hydro-Québec disposera d'environ 480 000 GW.h d'énergie excédentaire entre 1984 et 2002 inclusivement. Il est évident que si l'on soustrayait la quantité d'énergie que Terre-Neuve pourrait éventuellement acheter d'Hydro-Québec entre 1989 et 2002, soit 85 917 GW.h et les 8322 GW.h¹ que pourrait réclamer l'Île-du-Prince-Édouard entre 1984 et 2002, Hydro-Québec disposerait encore d'environ 385 000 GW.h d'énergie excédentaire. De cette quantité une petite partie serait affectée à un engagement éventuel avec PASNY en vertu de la licence EL-96 et 144 000 GW.h seraient disponibles pour satisfaire son engagement en vertu du Contrat d'énergie avec PASNY de 111 000 GW.h commençant en 1984 et son engagement en vertu du Contrat d'énergie avec NEPOOL de 33 000 GW.h. Il resterait une quantité importante d'énergie excédentaire.

L'Office a examiné les quantités annuelles d'énergie excédentaires montrées à l'Annexe IX en considérant les besoins annuels possible de Terre-Neuve et de l'Île-du-Prince-Édouard, les engagements envers PASNY en vertu des licences EL-96 et EL-151 et des engagements envers NEPOOL en vertu du Contrat d'énergie. L'Office est convaincu que pour chacune des années jusqu'à 1997, Hydro-Québec disposera d'une quantité suffisante d'énergie excédentaire pour satisfaire tous ces besoins probables et permettre une marge de manoeuvre importante. D'après la preuve, l'Office déduit qu'Hydro-Québec pourrait livrer l'objectif global d'énergie contractuelle à NEPOOL aux termes du Contrat d'énergie avant 1997; cependant, si les excédents étaient moins importants que prévus, les livraisons d'énergie contractuelle à NEPOOL pourraient se prolonger jusqu'à l'année 2002, alors qu'il resterait des excédents importants d'énergie. L'énergie excédentaire serait d'abord offerte aux services canadiens d'électricité directement interconnectés avant d'être réservée

them in this present determination of surplus. The Board accepts that Prince Edward Island's load might constitute a reasonably foreseeable Canadian requirement which could be supplied by Hydro-Québec if suitable wheeling arrangements were negotiated.

8.1.4 Exports Under the Energy Contract

Hydro-Québec has requested a licence to export 33 000 GW.h of surplus energy over a period of 16 years under an Energy Contract with NEPOOL commencing in 1986. Appendix IX indicates that Hydro-Québec will have approximately 480 000 GW.h of excess energy available between 1984 and 2002 inclusive. It is clear that if Newfoundland's possible energy purchases from Hydro-Québec of 85 917 GW.h between 1989 and 2002 and the possible requirement of Prince Edward Island for an additional amount of 8322 GW.h¹ of energy between 1984 and 2002 were subtracted from this amount, approximately 385 000 GW.h of excess energy would still remain. Of this amount a small portion would be available to supply a possible commitment to PASNY under Licence EL-96 and 144 000 GW.h would be available to satisfy its commitments under the Energy Contract with PASNY of 111 000 GW.h commencing in 1984 and under the Energy Contract with NEPOOL of 33 000 GW.h. A substantial amount of excess energy would remain.

The Board has examined the annual estimates of excess energy shown in Appendix IX, taking into account the possible annual energy requirements of Newfoundland and Prince Edward Island, the commitments to PASNY under Licences EL-96 and EL-151 and to NEPOOL under the Energy Contract. The Board is satisfied that in every year up to 1997 Hydro-Québec would have sufficient excess energy to supply all of these possible requirements and provide a substantial margin. Moreover, from the evidence the Board concludes that Hydro-Québec would be able to deliver all the energy to NEPOOL under the Energy Contract by 1997; however, should actual excesses be less than projected, a portion of the total commitment to NEPOOL under the Energy Contract could be deferred until later years up to 2002, when substantial excess energy still remains. The excess energy would be first offered to directly interconnected Canadian utilities before being committed for export to NEPOOL. Hydro-Québec would not be obligated to satisfy its total commitment of 33 000 GW.h to NEPOOL under the

1 50 MW à un facteur de puissance de 100 % est équivalent à 438 GW.h annuellement ou 8322 GW.h au cours d'une période de 19 années.

1 50 MW at 100 % load factor is equivalent to 438 GW.h annually or 8322 GW.h over a 19-year period.

pour l'exportation à NEPOOL. Hydro-Québec ne serait pas obligée de livrer les 33 000 GW.h à NEPOOL en vertu de Contrat d'énergie si les quantités réelles d'énergie excédentaire étaient moins élevées que prévues. Dans des conditions d'hydraulicité moyennes, Hydro-Québec pourrait disposer d'énergie additionnelle dans son propre réseau comme l'indique l'Annexe X, et en provenance de la centrale de Churchill Falls.

L'Office est convaincu que les 33 000 GW.h proposés pour exportation à NEPOOL sont excédentaires aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada.

8.1.5 Exportations interruptibles

Hydro-Québec a aussi demandé une licence d'exportation interruptible de puissance et d'énergie en vertu d'une Convention d'interconnexion conclue avec NEPOOL, jusqu'à concurrence de la capacité de transfert des lignes internationales de transport d'électricité entre la province de Québec et les États de la Nouvelle-Angleterre. Il est évident que pendant la totalité ou une partie de chacune des années, d'importantes quantités d'énergie et aussi de puissance seront excédentaires aux besoins d'Hydro-Québec au cours de la durée de la licence demandée, comme l'illustrent les Annexes VI à X et comme l'indiquent les témoignages. En considérant la durée de 18 années pour la licence demandée, l'Office a constaté que la Convention d'interconnexion ne prévoit aucune vente à long terme qui nécessiterait une licence de longue durée. Une période plus courte que les 18 années demandées permettrait à l'Office de mieux contrôler les types de transactions futures qui pourraient avoir lieu, tout en évitant d'intervenir dans les transactions à court terme semblables à celles qui ont été conclues jusqu'à présent.

En plus des exportations interruptibles d'énergie, la Convention d'interconnexion conclue avec NEPOOL prévoit des exportations de puissance de capacité. La preuve indique que la puissance de capacité est normalement exportée en cas d'urgence ou lorsque d'autres difficultés surgissent dans le réseau de l'acheteur. Bien que la Convention d'interconnexion ne prévoit pas l'interruption de ces exportations sur la demande d'autres services canadiens d'électricité, toutes les licences qui seraient délivrées seraient assorties de la modalité contenue dans les licences d'exportation interruptible qui stipulent que les exportations doivent être interrompues à tout moment lorsque les charges canadiennes l'exigent. Les besoins canadiens seraient ainsi protégés.

L'Office est convaincu que l'énergie dont l'exportation est proposée en vertu d'une licence interruptible qui expire à la fin de 1995 serait excédentaire aux besoins canadiens.

Energy Contract if its actual levels of excess energy were less than projected. Under average hydraulic conditions Hydro-Québec could have additional energy available from its own system as shown in Appendix X, and from the Churchill Falls station.

The Board is satisfied that the proposed export of 33 000 GW.h to NEPOOL is surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements.

8.1.5 Interruptible Exports

Hydro-Québec has also requested a licence for interruptible exports of power and energy under an Interconnection Agreement with NEPOOL, up to the transfer capability of the international power lines between Quebec and the New England States. It is clear that during all or a part of the year there will be substantial quantities of energy and also power in excess of Hydro-Québec's needs during the requested licence term, as shown in Appendices VI to X and as indicated in testimony. In considering the requested licence term of 18 years, the Board notes that there are no long-term sales under the Interconnection Agreement that would necessitate long licence terms. A shorter term than the requested 18 years would give the Board greater control over the types of future transactions which might occur and at the same time would not interfere with short-term transactions typical of those entered into at present.

In addition to interruptible energy exports, the Interconnection Agreement provides for exports of Capacity Power. The evidence shows that Capacity Power is normally exported in the case of emergencies or other difficulties encountered on the purchaser's system. Although the Interconnection Agreement does not provide for interruption of these exports upon demand by other Canadian utilities, any licence which would be issued would incorporate the normal condition contained in interruptible licences which provides that such exports must be interrupted at any time that Canadian loads so require. In this way Canadian requirements would be protected.

The Board is satisfied that the energy proposed for export under an interruptible licence expiring at the end of 1995 will be surplus to Canadian requirements.

8.1.6 Exportations garanties à court terme

Pour ce qui est des autorisations demandées à l'égard des exportations de puissance garantie à court terme, les quantités et périodes demandées par Hydro-Québec sont aussi basées sur la toute dernière prévision à long terme de l'offre et de la demande. Hydro-Québec a estimé que pendant toute la période visée par sa requête, elle disposera abondamment d'énergie excédentaire, cependant après 1989, elle ne disposera pas suffisamment de puissance pour satisfaire à la fois et aux réserves nécessaires et à la période de pointe de janvier. De même, l'Office ne voudrait pas autoriser des exportations qui pourraient empêcher Hydro-Québec de combler les besoins potentiels de Terre-Neuve en puissance et en énergie garanties. Par conséquent, l'Office n'est pas prêt à délivrer une licence pour les exportations de puissance et d'énergie garanties à court terme jusqu'en 2002.

Lors de l'audience, un témoin de la requérante a déclaré qu'il serait tout à fait acceptable à Hydro-Québec que l'Office modifie les licences EL-154 et EL-155 pour y inclure des exportations à NEPOOL aussi bien qu'à PASNY à l'intérieur des limites de ces mêmes licences. Les exportations maximales à NEPOOL seraient limitées par la capacité de transfert des interconnexions entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre. Avant la date de mise en service de l'interconnexion proposée à ± 450 kV CCHT les exportations à NEPOOL seraient limitées par les interconnexions existantes, c'est-à-dire à 69 MW et 604 GW.h annuellement. Après la mise en service de la nouvelle interconnexion, les exportations maximales à NEPOOL seraient 805 MW et 7052 GW.h annuellement.

Ces modifications n'augmenteraient ni les quantités ni la durée des exportations autorisées en vertu des licences EL-154 et EL-155 délivrées suite à l'audience de 1983. La preuve relative aux excédents qui est maintenant devant l'Office est, à l'exception de modifications mineures, identique à celle qui lui était présentée lors de l'audience de 1983, à la suite de laquelle lesdites licences étaient délivrées.

Dans sa décision de janvier 1984, l'Office a constaté qu'il y avait suffisamment d'excédents disponibles pour permettre des exportations garanties à court terme allant jusqu'à 1500 MW pour des périodes de 12 mois entre 1984 et 1988 et jusqu'à 1700 MW pour des périodes de 9 mois entre 1984 et 1992, sans compromettre la position de NLH vis à vis d'éventuelles négociations en vue d'une entente d'approvisionnement avec Hydro-Québec. L'Office a aussi constaté que les estimations annuelles minimales d'énergie excédentaire durant cette période étaient beaucoup

8.1.6 Short-Term Firm Exports

Turning to the authorizations sought for short-term firm power exports, the quantities and periods requested by Hydro-Québec are also based on its latest long-term forecast of supply and demand. While Hydro-Québec has estimated it will have an abundance of excess energy throughout the period of its application, the power available after 1989 will not be sufficient to meet the January peak plus reserve requirement. Also, the Board would not wish to authorize any export which might preclude Hydro-Québec from supplying Newfoundland's potential firm power and energy requirements. Accordingly, the Board is not prepared to grant a licence for short-term firm exports running to the year 2002.

During the hearing a witness for Hydro-Québec stated that it would be acceptable to Hydro-Québec if the Board were to amend existing licences EL-154 and EL-155 to provide for exports to NEPOOL as well as to PASNY within the existing limits of these licences. The maximum exports to NEPOOL would be limited by the capacity of the interconnections between Quebec and New England. Prior to the in-service date of the proposed ± 450 kV HVDC interconnection exports to NEPOOL based on existing interconnections would be limited to 69 MW and 604 GW.h annually. After the new interconnection was placed in service maximum exports to NEPOOL would be 805 MW and 7052 GW.h annually.

These amendments would increase neither the quantities nor the duration of exports authorized under Licences EL-154 and EL-155. The surplus evidence which is now before the Board, with the exception of minor modifications, is identical to the evidence that was before the Board during the 1983 hearing and that resulted in these licences being issued.

In its January 1984 Decision the Board found that there was sufficient surplus available to provide for short-term firm exports of up to 1500 MW on a 12-month basis between 1984 and 1988 and up to 1700 MW on a 9-month basis between 1984 and 1992 without compromising Newfoundland's position with respect to possible negotiations for a supply arrangement with Hydro-Québec. The Board also found that the minimum annual projection of excess energy during this period was substantially greater than the requested maximum levels of firm energy exports. Based on these considerations and

plus grandes que les limites maximales demandées pour l'exportation d'énergie garantie. À partir de ces considérations et à condition que certaines procédures¹ visant à assurer la protection des besoins canadiens soient mises en œuvre, l'Office était assuré que la puissance et l'énergie proposées à l'exportation étaient excédentaires aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada.

Il en est de même dans le cas de la présente requête, pourvu que les procédures mentionnées ci-haut soient toujours en vigueur et que les licences EL-154 et EL-155 soient modifiées afin d'y inclure les exportations à NEPOOL tout comme celles de PASNY, l'Office est convaincu que la puissance et l'énergie proposées à l'exportation seront surplus aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada.

8.1.7 Offres aux services canadiens d'électricité

Comme indiqué à la section 5.5 "Offres aux services canadiens d'électricité", Hydro-Québec a offert l'énergie dont l'exportation est proposée à tous les services canadiens d'électricité directement interconnectés, sauf CFLCo. Aucun de ces services à qui les exportations ont été offertes ne s'y est opposé, pourvu que les licences soient assorties de modalités garantissant aux services canadiens d'électricité la priorité sur les marchés d'exportation. Dans toute licence autorisant l'exportation de puissance et d'énergie interruptibles que l'Office pourrait délivrer il y aurait une modalité donnant le droit de préemption aux services canadiens. Les exportations de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme aux termes des licences EL-154 et EL-155, versions modifiées, devraient être d'abord offertes aux services canadiens directement interconnectés. Hydro-Québec a aussi confirmé que les services canadiens d'électricité auraient priorité pour participer à toute nouvelle convention de stockage d'énergie qu'elle pourrait négocier.

L'offre aux réseaux voisins est un mécanisme que l'Office utilise comme moyen de s'assurer qu'on a tenu compte des besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada. Avant que toute future requête d'exportation soit déposée,

provided that certain procedures¹ related to ensuring that Canadian needs were protected were put in place, the Board was satisfied that the power and energy proposed for export was surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements.

Similarly, in this proceeding, provided that the procedures noted above remain in place, and licences EL-154 and EL-155 are amended to provide for exports to NEPOOL as well as to PASNY, the Board is satisfied that the power and energy proposed for export will be surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements.

8.1.7 Offers to Canadian utilities

As noted in Section 5.5, Offers to Canadian Utilities, Hydro-Québec has offered the proposed exports to all directly interconnected Canadian utilities except for CFLCo. None of the utilities that were offered the proposed exports objected to them provided that licences were conditioned to give Canadian utilities priority over the export market. The Board would condition any licences it issued to permit directly interconnected Canadian utilities to pre-empt interruptible exports of power and energy. Proposed exports of short-term firm power and energy under amended licences EL-154 and EL-155 would have to be first offered to directly interconnected Canadian utilities. Hydro-Québec has also confirmed that Canadian utilities would be given priority in participating in any future energy banking agreements it might negotiate.

The Board has previously used offers to adjacent utilities as a mechanism to ensure that due allowance has been made for reasonably foreseeable Canadian requirements. Before any future export applications are submitted the Board

¹ Chaque contrat dûment signé prévoyant des ventes d'électricité aux termes d'une licence d'exportation à court terme garantie serait valide sous réserve de l'approbation de l'Office ce qui garantirait qu'en réalité de tels contrats respectent le critère employé par l'Office pour s'assurer que des licences peuvent être délivrées. Chaque bloc de puissance et d'énergie proposé à l'exportation serait d'abord offert aux services canadiens directement interconnectés avec le réseau d'Hydro-Québec avant d'être engagé sur le marché d'exportation. En outre, toute licence qui pourrait être accordée serait assortie d'une modalité exigeant que les exportations soient interrompues si la puissance et l'énergie ainsi exportées étaient requises pour alimenter les charges garanties au Québec.

¹ Each signed contract under any short-term firm licence which might be issued would be subject to Board approval so that the Board could ensure that any such contracts do in fact meet the criteria employed by the Board in satisfying itself that the licences should be issued. Individual blocks of power and energy proposed for export would be offered to Canadian utilities directly interconnected with the Hydro-Québec system prior to being committed to the export market. In addition, any licence which might be granted would contain a condition requiring that exports be curtailed if the power and energy being exported were needed to supply firm loads in Quebec.

l'Office espère que CFLCo, tout comme les autres services canadiens directement interconnectés, se verrait offrir les exportations proposées.

CFLCo et NLH se sont toutes deux opposées au délai de 15 jours accordé à tout service canadien pour répondre aux offres annuelles d'énergie faites par Hydro-Québec comme stipulé par l'Office à la modalité 9(b) de la licence EL-151. L'Office n'avait nullement l'intention de se servir de cette modalité pour limiter à 15 jours la durée de négociations en vue de parvenir à une entente d'approvisionnement en énergie satisfaisante pour Terre-Neuve et Hydro-Québec. L'Office est tout à fait conscient que pour mener à bien ce genre de négociations, il faut des mois et parfois même des années. Comme dans le cas des licences d'exportation à PASNY, cette procédure fixant à 15 jours le délai pour répondre aux offres vise à assurer Hydro-Québec qu'elle recevra une réponse en un temps raisonnable. Normalement, les services directement interconnectés devraient être informés au moins des grandes lignes d'une offre antérieurement à la date où l'offre leur est faite et, ainsi, disposeraient d'un certain temps pour considérer une telle offre. Rien n'empêche les parties recevant cette offre de demander une période de temps additionnelle pour y réfléchir.

Quand à l'objection soulevée par NLH relativement à l'offre annuelle de l'énergie proposée à l'exportation aux termes du Contrat d'énergie, la Loi n'exige pas que la puissance et l'énergie soient offertes à d'autres parties avant d'être offertes à l'exportation; cependant, dans ce cas, l'Office est d'avis qu'une telle offre garantirait une protection des besoins canadiens.

Comme on l'a vu à la section 5.6 "Offres annuelles d'énergie excédentaire aux services canadiens", Hydro-Québec a établi un protocole pour déterminer la quantité d'énergie à fournir aux utilisateurs canadiens. En ce qui concerne les exportations aux termes du Contrat d'énergie, l'Office est convaincu que le protocole proposé satisferait adéquatement les besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada.

8.2 Prix d'exportation

Les conclusions de l'Office relativement à la justification économique du projet d'exportation sont présentées plus loin à la section sur la ligne internationale de transport d'électricité. Le reste de cette section concerne le prix à l'exportation proposée. La Convention de stockage d'énergie ne prévoit pas de prix d'exportation, puisqu'elle ne prévoit pas d'exportation nette.

Pour évaluer si un prix d'exportation est approprié, l'Office a élaboré trois lignes directrices: le prix d'exportation devrait permettre de recouvrer les coûts applicables engagés au Canada, ne

would expect that CFLCo like other directly interconnected Canadian utilities would be given the opportunity to consider offers of the proposed exports.

Both CFLCo and NLH objected to the 15-day period prescribed by the Board in condition 9(b) of Licence EL-151 as the period of time for a Canadian utility to respond to an offer of energy by Hydro-Québec. It was not the intention of the Board that the time permitted for the negotiation of a satisfactory supply arrangement between Newfoundland and Hydro-Québec be limited to 15 days by this condition. The Board is well aware that such negotiations require months and frequently years to conclude. As in the case of the PASNY licences the purpose of the 15-day procedure would be to ensure that utilities would respond to offers related to a specific proposed annual energy sale in a timely fashion, that is to say to a specific service. Directly interconnected utilities would normally have been aware of the general terms and conditions of an offer earlier than the date upon which it was made and thus would have had some time to consider such an offer. Moreover, nothing would prevent parties receiving an offer from requesting additional time to consider such an offer.

In relation to NLH's objection to an offer based on a proposed annual export of energy under the Energy Contract there is no requirement in the Act that the power and energy be offered to anyone prior to export. However, the Board is of the view that such an offer would provide additional protection for Canadian requirements in this case.

As noted in Section 5.6, Annual Offer of Excess Energy to Canadian Utilities, Hydro-Québec has established a procedure for determining the amount of energy to be supplied to Canadian users. In respect of exports under the Energy Contract, the Board is satisfied that the proposed procedure would adequately provide for reasonably foreseeable requirements for use in Canada.

8.2 Export Price

The Board's conclusions regarding the overall economic feasibility of the project may be found later, in the section on the international power line. The remainder of this section deals with the proposed export prices. There is no export price under the Energy Banking Agreement since no net export takes place.

In assessing the suitability of an export price, the Board has developed three guidelines: the export price should recover the applicable costs incurred in Canada, it should not be less than the price for equivalent service to Canadian customers,

devrait pas être inférieur au prix d'un service équivalent fourni aux clients canadiens et ne devrait pas non plus être inférieur au coût d'opportunité sur le marché d'exportation.

8.2.1 Coûts applicables au Canada

L'Office n'a envisagé que les coûts marginaux associés aux exportations proposées étant donné que, d'après la preuve, toutes les installations de production de puissance requises pour réaliser les exportations proposées ont été, ou seront construites pour alimenter la charge du Québec et non pas pour produire de la puissance destinée à l'exportation.

Il est clair, d'après la preuve, que les recettes tirées des exportations seraient bien supérieures aux coûts marginaux qui seraient engagés au Canada. Les prix de l'énergie interruptible aux termes du Contrat d'énergie (b) "Contrat d'énergie") et de la Convention d'interconnexion (c) "interruptible") dans les premières années des périodes demandées pour les licences seraient de l'ordre de 35 à 50 \$ US par mégawatt-heure. Les prix combinés de la puissance et de l'énergie garanties à court terme (d) "court terme garantie") ne seraient pas inférieurs au prix de l'Énergie préprogrammée vendue en vertu du Contrat d'énergie.

Étant donné que toutes les installations requises pour réaliser les exportations proposées, à l'exception de la ligne internationale de transport d'électricité dont il est question plus loin, ont été ou seront construites pour alimenter la charge du Québec, les seules dépenses additionnelles sont les coûts marginaux de production d'énergie et les pertes associées ainsi que les frais d'exploitation, d'entretien et de construction de la ligne et de ses installations terminales. La preuve montre que ces coûts seront beaucoup moindres que les revenus escomptés pour toute la période demandée pour les licences.

L'Office est convaincu que les prix d'exportation permettront de recouvrer les coûts applicables engagés au Canada.

8.2.2 Prix du service équivalent fourni aux Canadiens

L'Office remarque que l'énergie destinée à l'exportation aux termes du Contrat d'énergie (b) "Contrat d'énergie") serait offerte aux services canadiens d'électricité selon une formule de prix semblable et selon le protocole décrit par l'Office à la section 5.6 "Offres annuelles d'énergie excédentaire aux services canadiens". Selon cette méthode, le prix de l'énergie offerte aux services canadiens interconnectés serait ou le prix d'exportation (ajusté pour tenir compte des différences dans le coût de livraison à partir du réseau d'Hydro-Québec lorsque les ventes sont

and it should not be materially less than the least cost alternative in the proposed market area.

8.2.1 Applicable Costs in Canada

The Board has considered only the incremental costs associated with the proposed exports since the evidence shows that all the generating facilities required to make the proposed export have been or are being built to supply the load in Quebec and not to generate power for export.

It is clear from the evidence that the export revenues would be well in excess of the incremental costs that would be incurred in Canada. Prices for interruptible energy under the Energy Contract ((b) "Energy Contract") and under the interconnection agreement ((c) "interruptible") in the early years of the requested licence periods are estimated to be in the range of 35 to 50 \$ US per megawatt hour. The combined prices for short-term firm power and energy ((d) "short-term firm") would not be less than the price of the Pre-Scheduled energy sold under the Energy Contract.

As all facilities, with the exception of the international power line, which will be dealt with later, have been or are being built to supply the load in Quebec, the only additional expenses are the incremental cost of producing the energy and the associated losses, and the construction, operation and maintenance costs of the line and its associated terminal equipment. The evidence shows that these costs will be significantly less than the expected revenues throughout the requested licence period.

The Board is satisfied that the export prices will recover the applicable costs incurred in Canada.

8.2.2 Price for Equivalent Service to Canadians

The Board notes that energy destined for export under the Energy Contract ((b) "Energy Contract") would be offered to Canadian utilities under similar pricing conditions and according to the procedure described in section 5.6, Annual Offer of Excess Energy to Canadian Utilities. Under this procedure the price of energy offered to interconnected Canadian utilities would be either the export price (adjusted for differences in Hydro-Québec delivery costs because of selling in Canada instead of in the United States) or the price negotiated between Hydro-Québec and the Canadian purchasing utility

faites au Canada au lieu d'être faites aux États-Unis) ou le prix négocié entre Hydro-Québec et le service canadien qui achèterait aux termes d'une convention d'interconnexion ou de toute autre entente contractuelle. Le prix d'exportation s'appliquerait aux ventes intérieures seulement quand Hydro-Québec ne disposerait pas suffisamment d'énergie excédentaire pour fournir toute l'énergie que le marché intérieur et le marché d'exportation désireraient acheter. Le cas échéant, Hydro-Québec donnerait priorité aux acheteurs canadiens mais, si le prix d'exportation était plus élevé, demanderait ce prix plus élevé (ajusté pour tenir compte des différences des coûts de livraison) pour cette partie de l'énergie vendue au Canada qui, autrement, aurait été exportée. Dans le cas où Hydro-Québec aurait suffisamment d'énergie excédentaire pour alimenter tant le marché intérieur que le marché d'exportation, le prix pour les ventes intérieures serait indépendant du prix d'exportation, c'est-à-dire qu'il serait établi au moyen du mécanisme habituel que sont les ententes entre services, normalement des conventions d'interconnexion. L'Office remarque que puisqu'on s'attend à ce qu'Hydro-Québec dispose d'énergie excédentaire sur son réseau durant les prochaines années, la situation où elle n'en aurait pas suffisamment pour satisfaire tous les marchés qui lui sont accessibles ne se présentera probablement jamais. Donc, il y aurait que de très rares occasions où le prix d'exportation serait à l'origine d'un prix plus élevé pour les ventes au Canada que le prix qui prévaudrait autrement.

Les exportations en vertu de la licence interruptible (c) "interruptible") pourraient être interrompues à tout moment par tous les services canadiens d'électricité interconnectés qui sont prêts à accepter des conditions semblables de tarification. Les différences possibles dans le coût de livraison à partir du réseau de la requérante entreraient en ligne de compte.

Selon ses pratiques commerciales normales, Hydro-Québec offre de l'énergie interruptible aux services d'électricité avec lesquels elle a négocié des Conventions d'interconnexion à des prix reliés au décretement de coût de la production qui doit être remplacée. Cette énergie est offerte aux marchés disponibles les plus rentables d'abord, ceci dans le but de maximiser les revenus.

Selon ces pratiques commerciales, Hydro-Québec remplacerait l'énergie de coût de production élevé au Canada avant de la substituer à la production d'énergie de coût inférieur aux États-Unis. L'Office reconnaît que ces pratiques commerciales peuvent aboutir à des prix d'exportation inférieurs aux prix que payent certains services canadiens d'électricité pour l'énergie interruptible. Cependant, ces écarts de prix

poursuant to an interconnection agreement or other contractual mechanism. The export price would apply to the domestic sales only when Hydro-Québec had insufficient surplus to supply all of the energy which the two markets, domestic and export, were prepared to take. In that event Hydro-Québec would give priority to Canadian buyers but if the export price would have been higher, would charge that higher price (appropriately adjusted for differences in delivery costs) for that portion of the energy sold domestically which would otherwise have been exported. In the case in which Hydro-Québec had sufficient surplus to supply all the energy that both domestic and export markets would take, the price for domestic sales would be independent of the export price, being determined through the usual mechanisms of inter-utility dealings, normally interconnection agreements. The Board notes that, given the anticipated surpluses on Hydro-Québec's system over the next few years, it will seldom be the case that Hydro-Québec would have insufficient surplus to supply all markets available to it. Thus, only very infrequently would the export price be the basis for setting a higher price on Canadian sales than would otherwise prevail.

Exports under the interruptible licence ((c) "interruptible") could be pre-empted at any time by any interconnected Canadian utility willing to accept similar pricing conditions. Possible differences in the cost of delivery on the Applicant's system would be taken into account.

Under its normal commercial practices, Hydro-Québec offers interruptible energy to utilities with which it has negotiated interconnection agreements, at prices related to the decremental cost of the generating facilities to be displaced. Such energy is offered to the available markets based on a decreasing price priority system which ensures the maximum overall economic gain to Hydro-Québec.

Under these commercial practices, Hydro-Québec would displace any higher cost generation in Canada before selling energy at lower prices to displace lower cost generation in the United States. The Board recognizes that these commercial practices can lead to export prices being lower than prices to certain Canadian utilities for interruptible energy. However, these price differences would represent differences in the

représentent des différences dans la valeur économique du service fourni et dans tous les cas l'acheteur canadien bénéficierait de ses achats à Hydro-Québec. Par ailleurs, Ontario Hydro et La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, les deux principaux services canadiens directement interconnectés avec Hydro-Québec, ont indiqué qu'ils étaient nullement opposés à cette pratique commerciale. Dans ces circonstances, l'Office ne considère pas que ces différences de prix entreraient en conflit avec la deuxième ligne directrice relative aux prix.

La puissance et l'énergie destinées à l'exportation en vertu des licences garanties à court terme EL-154 et EL-155, dans leur version modifiée, seraient tout d'abord offertes aux services canadiens d'électricité voisins, aux prix d'exportation rajustés pour tenir compte des différences du coût de livraison à partir du réseau de la requérante.

L'Office est convaincu que les prix d'exportation de toutes les transactions d'exportation proposées ne seront pas inférieurs aux prix d'un service équivalent fourni à des clients canadiens.

8.2.3 Coût d'opportunité de l'acheteur

Exportations en vertu du Contrat d'énergie

NEPOOL possède une capacité installée suffisante pour satisfaire ses charges, mais une grande proportion de cette puissance est produite par combustion pétrolière. Il est clair que NEPOOL désire acheter de l'énergie à moindre coût uniquement en remplacement du mazout et n'est pas intéressée à acheter de la puissance garantie. L'Office accepte le fait qu'au lieu d'acheter de l'énergie à Hydro-Québec en vertu du Contrat d'énergie, la solution de remplacement de NEPOOL consisterait à utiliser sa production existante de coût élevé ou à acheter de l'énergie à d'autres fournisseurs. Si NEPOOL achète son énergie à d'autres fournisseurs, ces achats se feraient dans les mêmes conditions que celles qui sont prévues dans la Convention d'interconnexion avec Hydro-Québec.

L'Office sait pertinemment que les dispositions de tarification du Contrat d'énergie conclu avec NEPOOL ne prévoient pas de prix minimal; cependant les prix sont fondés sur les coûts de production à partir de combustibles fossiles dans les États de la Nouvelle-Angleterre lesquels coûts sont parmi les plus élevés en Amérique du Nord. Dans ces conditions, l'Office est convaincu que le prix le plus bas fondé sur la première et la deuxième formules de tarification mentionnées à l'Annexe IV (partie B, formules I et II(a)) ne serait pas inférieur au coût d'opportunité sur le marché de l'acheteur. La troisième formule de tarification illustrée à l'Annexe IV (partie B, formules II(b)) est constituée de la même façon que la formule traditionnelle d'énergie

economic value of the service being provided and in every instance the purchasing Canadian utility would benefit from its purchases from Hydro-Québec. Furthermore, Ontario Hydro and the New Brunswick Electric Power Commission, two major Canadian utilities directly interconnected with Hydro-Québec, indicated no opposition to these commercial practices. Under these circumstances the Board considers that such price differences would not conflict with the second price guideline.

Power and energy destined for export under the amended short-term firm licences EL-154 and EL-155 ((d) "short-term firm") would first be offered to neighboring Canadian utilities at the export prices adjusted for differences in the cost of delivery on the Applicant's system.

The Board is satisfied that export prices for all proposed export transactions will not be less than the prices for equivalent service to Canadian customers.

8.2.3 Purchaser's Least Cost Alternative

Exports Under the Energy Contract

NEPOOL has sufficient installed capacity to meet its own loads but a large proportion of this generation is oil-fired. It is clear that NEPOOL is interested in purchasing lower cost energy only for fuel displacement purposes and is not interested in purchasing firm power. The Board accepts that NEPOOL's alternative to purchases of energy under the Energy Contract from Hydro-Québec would be to use its existing higher cost generation or to purchase energy from other suppliers. If it purchases from other suppliers these purchases would take place under terms and conditions similar to those in the Interconnection Agreement with Hydro-Québec.

The Board is aware that the pricing provisions of the Energy Contract with NEPOOL do not provide for a minimum price; however the prices are based on fossil-fired generating costs in New England which are among the highest in North America. Based on this consideration, the Board is satisfied that the lowest price based on the first and second pricing formula shown in Appendix IV (part B, formulae I and II(a)) would not be materially less than the least cost alternative in the market area. The third pricing formula shown in Appendix IV (part B, formula II(b)) is similar in form to the conventional economy energy formula that the Board has previously accepted as reasonable. The Board is satisfied that prices based on these formulae would not be

d'économie que l'Office a déjà acceptée comme étant raisonnable. L'Office est convaincu que les prix fondés sur ces formules ne seraient pas matériellement inférieurs au coût d'opportunité sur le marché d'exportation.

Exportations interruptibles

La solution de remplacement de NEPOOL aux achats de puissance et d'énergie interruptibles à Hydro-Québec serait d'utiliser sa production de coût élevé ou d'acheter de la puissance et de l'énergie à des conditions semblables à celles que prévoient la Convention d'interconnexion conclue entre Hydro-Québec et NEPOOL. La seule catégorie de transaction d'exportation qui est unique à ces exportations est l'énergie de remplacement de combustible, pour laquelle le prix est établi de la même manière que le prix de l'Autre énergie fixé en vertu du Contrat d'énergie qui est décrit à la section précédente. Selon une estimation de la requérante, les prix moyens de l'énergie de remplacement de combustible varieraient entre 60 et 80% du coût marginal de l'acheteur. En fonction de ces considérations, l'Office est convaincu que les prix de l'énergie interruptible ne seraient pas matériellement inférieurs au coût d'opportunité sur le marché d'exportation.

Exportations garanties à court terme

Selon la preuve présentée, le prix combiné de la puissance et de l'énergie garanties à court terme ne serait pas inférieur au prix de l'énergie préprogrammée vendue en vertu des dispositions du Contrat d'énergie conclu avec NEPOOL. Le prix serait vraisemblablement plus élevé. Étant donné ces considérations, l'Office est convaincu que le prix d'exportation ne serait pas matériellement inférieur au coût d'opportunité en vigueur sur le marché. Le prix réel à facturer pour les exportations de puissance et d'énergie garanties à court terme serait négocié séparément avec chaque client. L'Office a délivré les licences EL-154 et EL-155 à condition que les contrats pour de telles exportations lui soient présentés au préalable pour approbation avant le début des exportations. L'Office sera donc en mesure, pour chaque transaction, de confirmer qu'il est convaincu que les prix particuliers à exiger ne seront pas matériellement moindres que le coût d'opportunité en vigueur sur le marché.

8.2.4 Décisions d'établissement des prix par le comité d'exploitation et prix d'exportation minimal

Étant donné que certains prix d'exportation doivent être déterminés par le Comité d'exploitation, les licences d'exportation comprendraient une modalité exigeant que la requérante dépose auprès de

materially less than the least cost alternative in the market area.

Interruptible Exports

NEPOOL's alternative to purchases of interruptible power and energy from Hydro-Québec would be the use of its own higher cost generation or purchases under Interconnection Agreements with other suppliers. Under the terms of other interconnection agreements, the parties could buy power and energy under terms and conditions similar to those in the Interconnection Agreement between Hydro-Québec and NEPOOL. The only classification of transaction that is unique to these exports is Fuel Replacement Energy, for which the price is set in a similar manner to the price for Other Energy under the Energy Contract, which has been discussed in the previous section. The applicant's estimates of average prices for Fuel Replacement Energy are in the range of 60 to 80 % of the purchaser's decremental cost. Based on these considerations the Board is satisfied that prices for interruptible energy would not be materially less than the least cost alternative in the market area.

Short-Term Firm Exports

The evidence indicates that the combined price for short-term firm power and energy would not be less than the price of energy sold as Pre-Scheduled energy under the provisions of the Energy Contract with NEPOOL. The likelihood is that the price would be higher. Based on this consideration the Board is satisfied that the export price will not be materially less than the least cost alternative in the market area. The actual price to be charged for exports of short-term firm power and energy will be negotiated separately with each customer. As a condition of each of licences EL-154 and EL-155 the Board requires that contracts for such exports be submitted for the Board's approval before any export occurs. Thus the Board is able, for each transaction, to confirm to its satisfaction that the specific prices to be charged will not be materially less than the least cost alternative in the market area.

8.2.4 Pricing decisions by Operating Committee and minimum export price

Because certain of the export prices are to be determined by the Operating Committee, any export licence would include a condition requiring the Applicant to file its proposed price levels with the

l'Office un rapport pour chaque décision prise relativement au prix de la puissance ou de l'énergie dès leur établissement et toutes les fois qu'ils sont révisés.

Étant donné que la Convention d'interconnexion ne prévoit pas de prix minimal pour les exportations d'énergie supplémentaire ou de conservation et d'énergie tertiaire, les licences d'exportation comprendraient aussi une modalité précisant un prix minimal en dessous duquel aucune exportation ne pourra être faite; elles comprendraient aussi une modalité obligeant Hydro-Québec à signaler rapidement à l'Office, par télex, chaque fois qu'elle utilise les classifications supplémentaire ou de conservation et tertiaire. En ce qui concerne l'énergie d'origine thermique ou nucléaire, le prix minimal serait de 110 % du coût marginal de production, et pour l'énergie d'origine hydraulique, ce serait la valeur donnée par la formule de partage des économies.

8.3 Répercussions environnementales des exportations

D'après la preuve présentée, presque toutes les exportations proviendraient des installations hydro-électriques de la requérante qui ont été mises en place pour répondre aux besoins du Québec. Ce n'est qu'en cas de situation d'urgence aux États-Unis que les exportations seraient réalisées à partir des centrales thermiques de la requérante. Pendant la production d'énergie destinée aux exportations, les centrales thermiques continueraient de fonctionner compte tenu des contraintes environnementales existantes approuvées. L'Office est donc convaincu qu'aucune répercussion environnementale matérielle ne résulterait de la production de l'énergie qui fait l'objet de la présente requête.

8.4 Conclusions de l'Office

À la lumière de ce qui précède, l'Office, étant convaincu que la puissance et l'énergie à exporter sont excédentaires aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada, et que les prix à exiger sont justes et raisonnables par rapport à l'intérêt public, et ayant tenu compte de toutes les autres considérations qui lui semblent pertinentes, est prêt à délivrer les licences suivantes:

1. une licence autorisant l'exportation d'énergie de stockage à NEPOOL jusqu'à 3000 GW.h par période de 12 mois consécutifs, du 1^{er} septembre 1986 au 1^{er} novembre 2004. Les modalités applicables sont exposées à l'annexe XV.
2. une licence autorisant des exportations d'énergie interruptible à NEPOOL, jusqu'à 33 000 GW.h

Board when they are first set and whenever they are revised.

Because the Interconnection Agreement does not provide for a minimum price for exports of Supplemental Energy or Conservation Energy and Tertiary Energy, any export licence would also include a condition specifying a minimum price below which exports could not be made; a condition requiring that Hydro-Québec report each use of the Supplemental, Conservation Energy and Tertiary classifications promptly to the Board by telex would also be included. For energy generated from thermal or nuclear sources the minimum price would be 110 percent of the incremental production cost and for hydro generated energy it would be the value given by the economy energy formula.

8.3 Environmental Impact

The evidence shows that almost all of the exports would come from the Applicant's hydraulic installations and purchases, which have been installed or contracted for to supply the Quebec load. Only in the event of emergency in the United States would exports be made from the Applicant's thermal stations. While generating energy for export the thermal stations would continue to be operated within the existing approved environmental constraints. The Board is therefore satisfied that no material environmental impact would result from the production of the energy involved in this application.

8.4 The Board's Finding

In view of the foregoing, the Board, having satisfied itself that the power and energy to be exported are surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements, and that the prices to be charged are just and reasonable in relation to the public interest, and having had regard to all other considerations that appear to be relevant, is prepared to issue the following licences:

1. a licence authorizing the export of storage energy to NEPOOL of up to 3000 GW.h per consecutive 12-month period from 1 September 1986 to 1 November 2004. Applicable terms and conditions are set out in Appendix XV.
2. a licence authorizing exports of interruptible energy to NEPOOL of up to 33 000 GW.h from

du 1^{er} septembre 1986 au 31 août 2002. Les modalités applicables sont exposées à l'Annexe XVI.

3. une licence autorisant l'exportation de puissance et d'énergie interruptibles à NEPOOL, jusqu'à concurrence de 6920 GW.h par période de 12 mois consécutifs, du 1^{er} septembre 1986 au 31 août 1995 moins toute exportation faite en vertu d'autres licences autorisant le transport d'énergie par la ligne internationale de transport d'électricité dont il est question dans le certificat EC-III-17, et par la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à ± 450 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office. Les modalités applicables sont exposées à l'Annexe XVII.

En plus des licences précitées, l'Office est prêt à délivrer des ordonnances de modification aux licences d'exportation de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme, notamment:

1. une ordonnance de modification de la licence EL-154 permettant des exportations de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à NEPOOL en plus des exportations à PASNY déjà prévues. Les exportations à NEPOOL auraient lieu pendant une période de 9 mois, soit du 1^{er} mars au 30 novembre de chaque année, à partir du jour où la licence serait approuvée par le gouverneur en conseil jusqu'au 30 novembre 1992. Les limites maximales de puissance et d'énergie qui peuvent être exportées demeurerait inchangées. Cette ordonnance est exposée à l'Annexe XVIII.
2. une ordonnance de modification de la licence EL-155 permettant des exportations de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à NEPOOL en plus des exportations à PASNY déjà prévues. Les exportations à NEPOOL auraient lieu pour des périodes de 12 mois consécutifs à partir du jour où la licence serait approuvée par le gouverneur en conseil jusqu'au 30 novembre 1992. Les limites maximales de puissance et d'énergie qui peuvent être exportées demeurerait inchangées. Cette ordonnance est exposée à l'Annexe XIX.

Requête de certificat

Conformément à l'article 44 de la Loi, l'Office tient compte de toutes les données qui lui semblent pertinentes lorsqu'il étudie une requête de certificat. La Loi mentionne notamment que l'Office peut considérer l'accessibilité de la puissance à la ligne internationale, l'existence de marché, la

1 September 1986 to 31 August 2002.

Applicable terms and conditions are set out in Appendix XVI.

3. a licence authorizing the export of interruptible power and energy to NEPOOL of up to 6920 GW.h per consecutive 12-month period from 1 September 1986 to 31 August 1995, less any exports made under other licences whereby the energy is transmitted over the international power line identified by Certificate EC-III-17 and by the ± 450 kV international power line that will be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board. Applicable terms and conditions are set out in Appendix XVII.

In addition to the aforementioned licences the Board is prepared to issue the following amendments:

1. An amendment to the existing short-term firm licence EL-154 to provide for exports of short-term firm power and energy to NEPOOL as well as the export of short-term firm power and energy presently provided for under this licence to PASNY. The exports to NEPOOL would occur during consecutive 9-month periods commencing 1 March and ending 30 November in any year from the day on which the licence is approved by the Governor in Council to 30 November 1992. The maximum limits of power and energy under the licence would remain unchanged. Applicable terms and conditions are set out in Appendix XVIII.
2. An amendment to the existing short-term firm licence EL-155 to provide for exports of short-term firm power and energy to NEPOOL as well as the export of short-term firm power and energy presently provided for under this licence to PASNY. The exports to NEPOOL would occur during consecutive 12-month periods from the day on which the licence is approved by the Governor in Council to 31 December 1988. The maximum limits of power and energy under the licence would remain unchanged. Applicable terms and conditions are set out in Appendix XIX.

Application for Certificate

Section 44 of the Act requires the Board, in considering an application for a certificate, to take into account all matters that appear to it to be relevant. In particular, the Act states that the Board may have regard to the availability of power to the line, the existence of markets, the financing and

praticabilité économique, le financement et tout intérêt public qui peut être atteint par l'octroi ou le rejet de la requête.

8.5 Ligne internationale de transport d'électricité

La disponibilité de puissance, de même que l'existence de marché, ont déjà été démontrées dans les sections précédentes de ce rapport. Le financement de la ligne et des installations connexes ferait partie du programme général d'immobilisations de la requérante. Le coût annuel d'immobilisations relativement à ces installations ne représente qu'une petite partie des immobilisations annuelles de la requérante. La preuve a démontré que le contenu canadien de la ligne et des installations connexes serait de plus de 90%, l'Office est donc assuré que les Canadiens auraient l'occasion de participer tant à la fourniture qu'à l'installation des équipements.

8.6 Justification économique

L'Office, après avoir examiné l'estimation des coûts de l'interconnexion proposée et remarqué qu'ils n'ont pas changé depuis 1981, les a trouvés raisonnables. Il est clair, d'après la preuve, que les coûts de construction de l'interconnexion proposée seraient complètement récupérés par les recettes attendues des ventes d'énergie en vertu du Contrat d'énergie et de la Convention d'interconnexion durant les deux premières années d'exploitation.

NLH a soutenu que la viabilité du projet de la ligne devait être nécessairement reliée à la Convention de stockage d'énergie. La preuve indique clairement que la justification primordiale des portions canadienne et américaine de la ligne était de permettre les ventes d'énergie. Le stockage d'énergie n'aurait normalement lieu que lorsqu'Hydro-Québec n'aurait que peu ou pas d'énergie excédentaire à exporter.

Un examen des prévisions d'énergie excédentaire, préparées par Hydro-Québec et montrées à l'annexe IX, et des témoignages de la requérante reçus à cet effet, a convaincu l'Office qu'Hydro-Québec aurait assez d'énergie excédentaire pour permettre des ventes d'énergie suffisantes pour récupérer les coûts d'immobilisations. Même avec un taux de croissance de la demande qui dépasserait 2,9%, la preuve a démontré qu'il y aurait quand même suffisamment d'énergie excédentaire pour permettre des ventes d'énergie pendant les premières années de la période d'exportation. La preuve indique aussi que même si une baisse des prix de l'énergie fossile réduisait les revenus d'Hydro-Québec, les bénéfices découlant des ventes d'énergie proposées seraient quand même considérables pour Hydro-Québec et NEPOOL. Face à cette preuve, l'Office ne peut accepter la position de NLH concernant la

economic feasibility of the project, and any public interest that may be affected by the granting or refusing of the application.

8.5 The International Power Line

The availability of power and the existence of markets have been demonstrated in previous sections of this report. The financing of the line and the associated terminal equipment is included in Hydro-Québec's general capital investment program. The annual investment in these facilities represents a small portion of the Applicant's total annual capital investments. The evidence shows that the Canadian content of the line and the associated terminal equipment will be more than 90 %, therefore the Board is satisfied that Canadians would have ample opportunity to participate in supplying and installing the equipment.

8.6 Economic Feasibility

The Board has examined the cost estimate for the proposed interconnection, which the Board notes has not changed since 1981, and finds it reasonable. It is clear from the evidence that the cost of constructing the Canadian portion of the proposed interconnection would be fully recovered by expected revenues from energy sales under the Energy Contract and the Interconnection Agreement during the first two years of operation.

NLH argued that the demonstration of viability necessarily had to be tied to the Energy Banking Agreement. However the evidence is clear that the overriding justification for both the Canadian and United States portions of the interconnection was to allow for energy sales. Energy Banking would normally only occur when Hydro-Québec was unable to export energy because it had little or no excess.

Based on an examination of Hydro-Québec's estimates of excess energy shown in Appendix IX and based on the testimony of the applicant's witnesses the Board is satisfied Hydro-Québec would have ample excess energy to allow for sufficient energy sales to recover the costs of its investment. With load growth rates higher than the expected 2.9 % the evidence shows that there would still be sufficient excess energy to allow for energy sales during the early years of operation. The evidence also shows that although reduced fossil fuel prices would result in reduced revenues to Hydro-Québec, the benefits to Hydro-Québec and to NEPOOL of the proposed energy sales would remain substantial. Based on these considerations the Board cannot accept NLH's position with respect to the economic justification of the line and is satisfied that the line is economically viable.

justification économique de la ligne et est assuré que la ligne serait économiquement viable.

8.7 Choix du corridor et du tracé général

L'Office remarque qu'Hydro-Québec a mené une étude d'ensemble tenant compte des aspects économiques, techniques et environnementaux pour retenir le corridor et le tracé général de la ligne. L'Office sait bien qu'une certaine opposition à ce projet de la part du public a fait surface lorsqu'Hydro-Québec a mis sur pied son programme de communications et de relations publiques. Il remarque cependant que plusieurs des répondants à ce programme étaient opposés soit à toutes constructions de la part d'Hydro-Québec, soit à l'exportation d'énergie électrique aux États-Unis. D'autres craignaient que la ligne proposée modifie la valeur des propriétés ou l'utilisation du sol ou endommage la beauté esthétique ou naturelle de la région qui est une zone populaire de loisirs. À ce point-ci, l'Office est intéressé seulement à la certification du tracé général de la ligne à l'intérieur du corridor, il ne traitera pas ici des inquiétudes particulières des propriétaires fonciers ou d'autres personnes qui se disent directement touchés par le tracé détaillé de la ligne de transport d'électricité. Si l'Office accordait un certificat, ces inquiétudes seraient considérées lors de l'étude détaillée du tracé. L'Office est assuré qu'Hydro-Québec a l'intention de limiter l'impact visuel et fonctionnel de la ligne en l'acheminant à travers des régions boisées et en laissant intacte autant que possible la majeure partie de la végétation existante là où la ligne traverse des régions utilisées par le public.

Malgré le fait que plusieurs particuliers et groupes aient fait part à l'Office de leur opposition au tracé détaillé proposé de la ligne, il est important de noter que dans le cadre de l'audience publique aucun intervenant n'a comparu pour s'opposer au corridor proposé. Plusieurs particuliers et groupes ont signalé à l'Office leur intention de comparaître lors de la phase du tracé détaillé.

L'Office considère aussi comme important le fait que les autorités provinciales compétentes ont évalué le projet et ont autorisé Hydro-Québec à commencer la construction de la ligne en suivant le tracé retenu.

L'Office a aussi soigneusement examiné le processus employé par Hydro-Québec pour la sélection du corridor et du tracé général et est assuré que le choix du tracé Centre-Est est le plus rentable et est acceptable du point de vue de l'environnement. Pour cette raison, et pour les raisons exposées ci-dessus, l'Office accepte le tracé de la ligne internationale de transport d'électricité proposé par la requérante.

8.7 Corridor and Route Selection

The Board notes that Hydro-Québec has conducted a comprehensive study to establish its preferred corridor and general route based on economic, technical and environmental considerations. The Board is also fully aware of the degree of public opposition to the project which surfaced in Hydro-Québec's communication and public relations programs. It notes however that many of the respondents in this program were opposed to construction of any kind by Hydro-Québec or to the export of energy to the United States. Others were concerned that the proposed line would affect property values or land use or would damage the aesthetic or natural beauty of the region which is a popular recreational area. Since at this stage the Board is concerned only with the certification of the general route of the line within the corridor it would not at this time deal with the specific concerns of landowners or others who felt directly affected by the detailed routing of the transmission line. Should the Board grant a certificate, these concerns would be dealt with during the later detailed routing stage. The Board is satisfied that it is Hydro-Québec's intention to limit the visual and functional impact of the line by such means as routing it through forested areas and by leaving as much of the existing vegetation as possible where it crosses areas used by the public.

Although several individuals and groups did submit briefs to the Board stating their opposition to the proposed detailed route of the line it is significant to note that during the Board's proceedings no intervenors appeared who were opposed to the proposed corridor. Several individuals and groups did advise the Board of their intention to appear before the Board during the detailed routing stage.

The Board also considers it significant that the proposed project has been dealt with by the relevant provincial government agencies and Hydro-Québec has received the necessary provincial authorizations to commence construction of the line in accordance with its preferred routing.

The Board has carefully examined Hydro-Québec's corridor and route selection process and is satisfied that the Applicant's preferred choice of the Center-East corridor is cost-effective and environmentally acceptable. For this reason and for the reasons noted above, the Board accepts the general route proposed by the Applicant for the international power line.

Tout certificat que l'Office pourrait accorder serait assorti d'une modalité exigeant qu'Hydro-Québec dépose des rapports décrivant l'efficacité des méthodes et de la politique de protection de l'environnement et des mesures qui seraient prises pour atténuer à long terme tous les dommages causés par la construction.

8.8 Impact sur l'environnement

La preuve démontre que la requérante a examiné à fond les effets de l'interconnexion CCHT sur l'environnement et a conclu qu'il n'y aurait pas d'effets environnementaux négatifs importants causés par la construction et l'exploitation de la ligne. Tout dommage qui pourrait être causé par la construction serait atténué ou minimisé en suivant les méthodes et politiques décrites dans la requête et le "Code de l'environnement" de la requérante. La preuve montre que toute brouillage électrique potentiel attribuable à l'exploitation du convertisseur serait minimisé car cet appareillage serait situé à l'intérieur d'un bâtiment équipé d'un blindage électrique. La requérante a aussi entrepris de déterminer les effets possibles des interférences électriques sur les services électriques avoisinants et a indiqué qu'elle est prête à prendre des mesures correctives pour éliminer tous les problèmes. En l'absence de normes pertinentes aux systèmes CCHT, la ligne serait conçue de façon à atteindre ou excéder les niveaux de performance des lignes à courant alternatif à 735 kV de la requérante. Pour toutes ces raisons, l'Office est convaincu que l'interconnexion peut être construite et exploitée avec un minimum d'impact sur l'environnement.

8.9 Conclusions de l'Office

En conséquence l'Office, ayant tenu compte de toutes les données qui lui semblaient pertinentes et s'étant assuré que la ligne est et sera nécessaire pour la commodité et la nécessité publiques présentes et à venir, que sa construction est économiquement réalisable, et qu'aucune incidence négative sur l'environnement n'en résulterait, est prêt à délivrer le Certificat de commodité et de nécessité publiques autorisant la construction et l'exploitation de la portion canadienne de la ligne de transport proposée. Le tracé de la ligne devrait être à l'intérieur du corridor identifié comme le corridor Centre-Est montré l'Annexe XI. Les modalités applicables sont exposées à l'Annexe XX.

As a condition of any certificate the Board would grant, it would require that Hydro-Québec submit reports describing the effectiveness of the proposed procedures and policies for the protection of the environment and the action taken to mitigate any long-term damage caused by the construction.

8.8 Environmental Impact

The evidence shows that the Applicant has thoroughly investigated the environmental effect of the proposed HVDC interconnection and has concluded that there would be no significant adverse environmental effects resulting from the construction and operation of the line. Any potential damage caused by the construction would be mitigated or minimized by following the procedures and policies described in the Application and the Applicant's "Code de l'environnement". The evidence shows that any potential electrical interference from the operation of the converter equipment would be minimized since this equipment would be located in a shielded metal structure. The Applicant has also taken steps to determine the potential effects of electrical interference from the operation of the line on nearby electrical services and has indicated that it is prepared to take necessary corrective measures to eliminate any problems. In the absence of applicable standards for HVDC systems, the line would be designed so that it met or exceeded the performance levels of the applicant's 735 kV high voltage alternating current transmission system. For all these reasons the Board is satisfied that the interconnection can be installed and operated with minimum environmental impact.

8.9 The Board's Finding

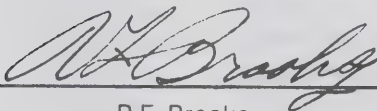
In view of the foregoing, the Board, having satisfied itself that the proposed interconnection is and will be required by the present and future public convenience and necessity, is prepared to issue a Certificate of Public Convenience and Necessity authorizing the construction and operation of the Canadian portion of the proposed transmission line. The line is to be routed inside the corridor identified as the Center East Corridor as shown in Appendix XI. Applicable terms and conditions are set out in Appendix XX.

Les précédents constituent nos motifs de décision et notre décision quant à la requête d'Hydro-Québec conformément à la partie III et à la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie.

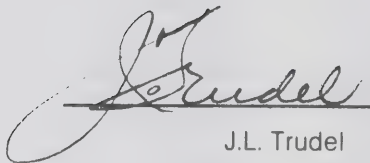
The foregoing constitutes our Reasons for Decision and Decision in the matter on the application of Hydro-Québec pursuant to Part III and Part VI of the National Energy Board Act.



L.M. Thur
Membre président/Presiding Member



R.F. Brooks
Membre/Member

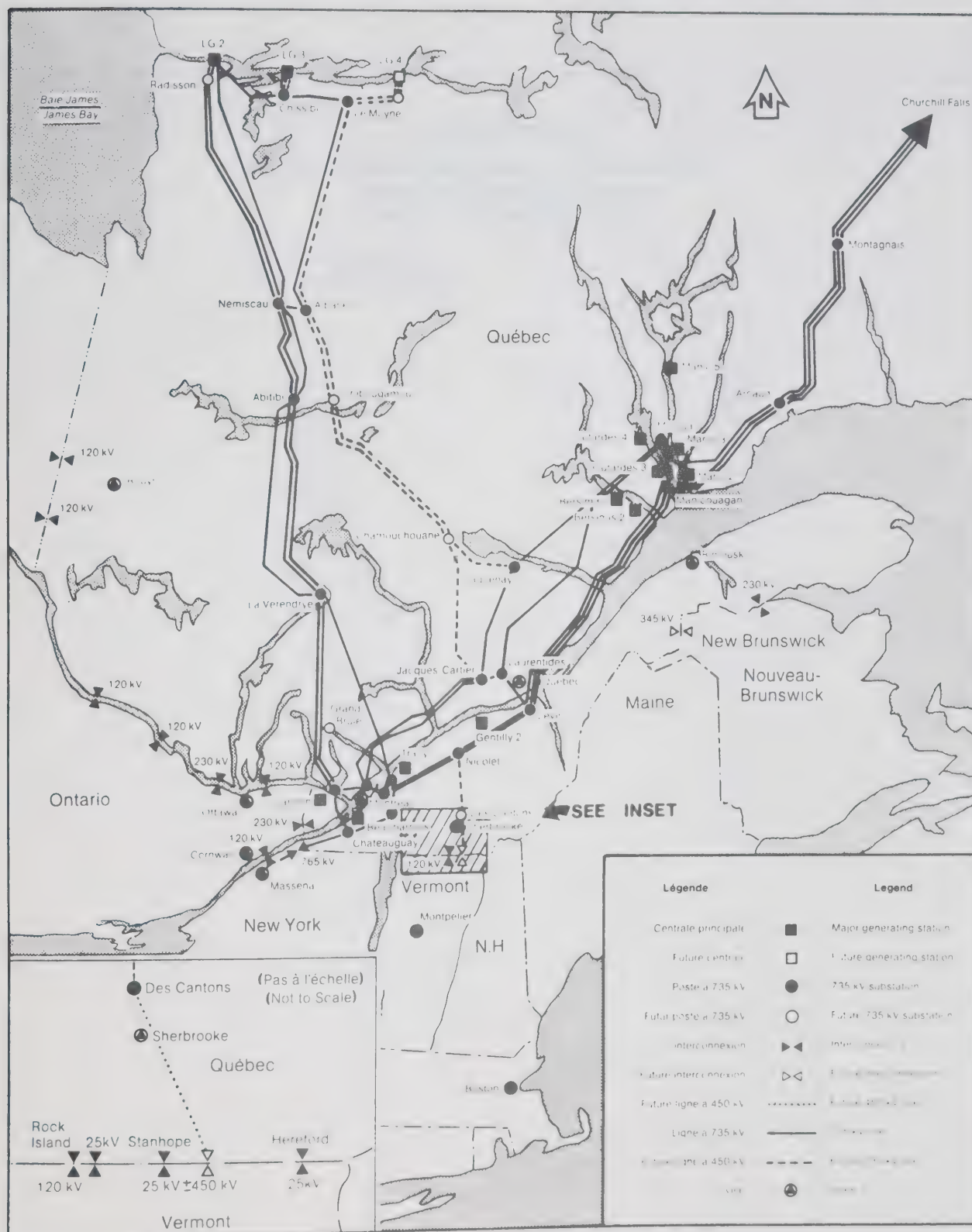


J.L. Trudel
Membre/Member

Ottawa, Canada
Août/August 1984

Hydro-Québec
Les principales installations en 1983

Hydro-Québec
Systems Main Features in 1983



Hydro-Québec
Centrales en service au 31 décembre 1983
Generating Stations in Service
as of 31 December 1983
Centrales hydrauliques
Hydro-electric Stations

	MW
1. LG-2	5328
2. LG-3	1920
3. Beauharnois	1613
4. Manic 5	1292
5. Manic 3	1183
6. Manic 2	1015
7. Bersimis 1	912
8. Outardes 2	756
9. Bersimis 2	655
10. Carillon	654
11. Outardes 4	632
Autres / Others	3595
(moins de 500 MW / less than 500 MW)	
Total hydraulique	
Total hydro-electric	19555

Centrales thermiques
Thermal Stations

1. Gentilly 2 (nucléaire/nuclear)	685
2. Tracy (pétrole/oil)	600
3. La Citière (gaz/gas)	201
4. Cadillac (gaz/gas)	162
5. Combustion interne/ Internal Combustion	
Total thermique	
Total thermal	1743
Total des centrales en service au 31 décembre 1983	
Total of Generating Stations in service as of 31 December 1983	21298

Convention de stockage d'énergie: Renseignements et méthode utilisée pour établir les sommes épargnées

A) Renseignements

Les articles 9.1 et 9.2 et l'Annexe I de la Convention de stockage d'énergie entre Hydro-Québec et NEPOOL prévoient de quelle façon se ferait le partage des économies résultant du Stockage d'énergie.

L'article 9.2 spécifie entre autres que les Économies totales seront divisées entre les Membres de NEPOOL et Hydro-Québec de la façon suivante:

- 1) Pour la période de six (6) ans suivant la Date de mise en service, les Économies totales sont attribuées à 60 % aux Membres de NEPOOL et à 40 % à Hydro-Québec.
- 2) À partir de la fin de ladite période de six ans jusqu'à la fin de la Convention, les Économies totales sont attribuées à 50 % aux Membre de NEPOOL et à 50 % à Hydro-Québec.

Cette formule de partage des économies et la période de six ans ont été négociées entre les parties en tenant compte à la fois d'une estimation des frais premiers d'établissement préparée en 1981, pour chaque partie et de la période de recouvrement de ces frais.

B) Méthode utilisée pour établir les sommes épargnées

La méthode de calcul des Économies totales est présentée à la section 4 de l'Annexe I de la Convention de stockage d'énergie.

En plus de Stockage d'énergie positif, par entente mutuelle et pour répondre à un besoin temporaire, les parties peuvent demander et programmer à l'avance l'Énergie retournée, même si aucune Énergie accumulée n'est entreposée dans les réservoirs d'Hydro-Québec, ceci devient du Stockage d'énergie négatif.

Le calcul des économies se fait à la fin de chaque heure en enregistrant le montant d'Énergie accumulée positif ou négatif de même que les économies qui en résultent. Les économies du

Energy Banking Agreement: Information and Procedure for Calculation of Total Savings

A) Information

Articles 9.1 and 9.2 and Appendix I of the Energy Banking Agreement between Hydro-Québec and NEPOOL describe the procedure for calculation of the Total Savings resulting from Energy banking transactions.

Article 9.2 states, among other things, that Total Savings will be divided between the NEPOOL Participants and Hydro-Québec as follows:

- 1) For a period of six (6) years following the In-Service Date, the Total Savings will be divided 60 % to the NEPOOL Participants and 40 % to Hydro-Québec.
- 2) From the end of the six year period mentioned above to the end of this Agreement, the Total Savings will be divided 50 % to the NEPOOL Participants and 50 % to Hydro-Québec.

This sharing of savings reflects the relative investments of the two participants in the transmission facilities and the payback period necessary to recover there investments as estimated in preliminary studies in 1981.

B) Procedure for Calculation of Total Savings

The procedure for Calculation of Total Savings is presented in Section 4 of Appendix I of the Energy Banking Agreement.

In addition to positive Energy Banking, upon mutual agreement and to satisfy a temporary need, the parties may request and schedule the Returned Energy in advance, even if no Stored Energy is accumulated in Hydro-Québec reservoirs; this is described as negative Energy Banking.

The calculation of savings is done at the end of each month by recording the amount of positive or negative Stored Energy and the resulting savings. Energy Banking savings calculated for each hour will be accumulated for each month.

Stockage d'énergie calculées pour chaque heure
sont accumulées pour chaque mois.

Stockage d'énergie positif

Économies horaires = $(A \times B) - (C \times D)$ où

A = Énergie retournée durant l'heure en cours

B = Décrément du coût associé durant l'heure en cours

C = Énergie retirée durant l'heure en cours

D = Incrément du coût moyen à la fin de l'heure précédente

Stockage d'énergie négatif

Économies horaires = $(E \times F) - (G \times H)$ où

E = Énergie ajoutée durant l'heure en cours

F = Décrément du coût moyen à la fin de l'heure précédente

G = Énergie fournie durant l'heure en cours

H = Incrément du coût associé durant l'heure en cours

Pour les deux types de transaction, la Convention stipule que les Économies horaires totales pour un mois seront ajustées en calculant les intérêts courus sur la balance mensuelle minimale d'Énergie accumulée. De plus, l'article 4.4 de l'Annexe I spécifie que dans le cas du Stockage d'énergie négatif, les profits d'Hydro-Québec seront au moins 10 % du Décrément du coût.

Positive Energy Banking

Hourly savings = $(A \times B) - (C \times D)$ where

A = Returned Energy in the current hour

B = Associated Decremental Cost in the current hour

C = Removed Energy in the current hour

D = Average Incremental Cost in the previous hour

Negative Energy Banking

Hourly savings = $(E \times F) - (G \times H)$ where

E = Added Energy in the current hour

F = Average Decremental Cost in the previous hour

G = Supplied Energy in the current hour

H = Associated Incremental Cost in the current hour

For each of the two types of transactions, the Agreement states that the Total Hourly Savings for any month will be adjusted by calculating accrued interest on the value of the minimum monthly balance of Stored Energy. Moreover, article 4.4 of Supplement I states that on negative Energy Banking transactions, Hydro-Québec's profits will be at least 10% of the Decremental Cost.

Annexe IV

Contrat d'énergie: Renseignements, programmes des livraisons et méthode utilisée pour établir le prix des deux types d'Énergie contractuelle

A) Renseignements

L'Énergie contractuelle comprend a) l'Énergie préprogrammée qui est définie comme l'énergie excédentaire programmée à l'avance, et b) l'Autre énergie qui est définie comme l'énergie excédentaire qui n'a pas été préprogrammée mais qui est disponible d'heure en heure.

La fourniture de l'Énergie préprogrammée a priorité sur la fourniture d'énergie d'économie, d'énergie de remplacement de combustible ou de toute autre énergie de même nature aux réseaux interconnectés.

Le contrat stipule qu'Hydro-Québec offrira annuellement son surplus d'énergie aux Membre de NEPOOL moins toute quantité d'énergie qu'elle doit fournir aux utilisateurs canadiens.

Les programmes de livraison hebdomadaire de l'Énergie préprogrammée sont établis au moins deux jours à l'avance. Une fois les programmes établis, cette énergie est considérée comme garantie. Les programmes de livraison de l'Autre énergie sont établis d'heure en heure. Hydro-Québec a le droit d'interrompre toute livraison pour répondre aux besoins de son réseau. Au moins 2/3 de l'Énergie contractuelle sera de l'Énergie préprogrammée.

Même si les livraisons d'énergie sont considérées comme interruptibles, l'objectif total de 33 TW.h ne pourra être réduit que dans le cas de délais dans la construction des nouvelles installations au Québec et aux États-Unis.

Toute l'énergie reçue par NEPOOL selon ce contrat est considérée comme étant de l'énergie de remplacement de combustible et Hydro-Québec n'est pas tenu d'utiliser de la production thermique pour assurer les exportations.

B) Méthode utilisée pour établir le prix des deux types d'Énergie contractuelle

Les articles 8.1 à 8.5 et l'Annexe I du Contrat d'énergie entre Hydro-Québec et NEPOOL définissent la méthode utilisée pour calculer le prix de l'Énergie préprogrammée et celui de l'Autre énergie.

Appendix IV

Energy Contract: Information, delivery schedules, and price setting methodology for the two types of Contract Energy

A) Information

The Contract Energy includes a) Pre-Scheduled Energy defined as surplus energy scheduled in advance and b) Other Energy defined as surplus energy that has not been pre-scheduled but is available on an hourly basis.

The supply of Pre-Scheduled Energy has priority over the supply of Economy Energy, Fuel Replacement Energy or any other such like energy to other interconnected systems.

The contract provides that Hydro-Québec offer to the NEPOOL Participants every year, its surplus energy less any quantity of energy to be supplied to Canadian users.

The weekly delivery schedules for Pre-Scheduled Energy would be established at least two days in advance. Once the schedules are established this energy will be considered as firm. The delivery schedules for Other Energy are established on an hourly basis. Hydro-Québec could curtail any delivery to meet its own requirements. At least 2/3 of the Contract Energy will be Pre-Scheduled Energy.

Even though the energy deliveries are interruptible the target amount of 33 TW.h will not be reduced unless there is a delay in the construction of new facilities in Quebec and in the United States.

The receipt of all Contract Energy by NEPOOL shall be for the purpose of displacing fossil-fired generation and Hydro-Québec shall not be obligated to run thermal generation for exports.

B) Price Setting Methodology for the two types of Contract Energy

The methodology used to calculate the price of Pre-Scheduled Energy as well as Other Energy is defined in Sections 8.1 to 8.5 and Appendix I of the Energy Contract between Hydro-Québec and NEPOOL.

-
- (I) Le prix de l'Énergie préprogrammée est défini comme étant 80 % du Coût pondéré de l'énergie fossile du New England Power Pool.
 - (II) Le prix de l'Autre énergie est défini comme étant le moindre de:
 - (a) 80 % du décremént du coût de l'énergie substituée, moins tout coût applicable additionnel résultant de la livraison, ou
 - (b) un prix constitué du Coût de base de l'énergie plus 50 % de l'économie, quant au coût de production, à laquelle donnent lieu les transactions. Cette économie est définie comme la différence entre la valeur du décremént du coût de l'énergie substituée et le Coût de base de l'énergie.

C) Définitions

Coût pondéré de l'énergie fossile du New England Power Pool

Chaque mois, le Coût pondéré de l'énergie fossile du New England Power Pool sera établi d'après l'expérience réelle des Membres de NEPOOL durant la période de douze mois se terminant le dernier jour de l'avant-dernier mois et est égal au quotient obtenu en divisant 1) le coût total des carburants fossiles consommés par les Membres de NEPOOL pour la production d'énergie électrique durant la dite période de douze mois, par 2) l'énergie électrique nette totale produite par les Membres de NEPOOL à partir des carburants fossiles durant telle période de douze mois.

- (1) Le coût du carburant fossile consommé mensuellement par chaque Membre de NEPOOL est déterminé chaque mois et ces coûts sont additionnés pour donner le total mensuel pour NEPOOL. Les totaux mensuels de NEPOOL sont additionnés pour la période appropriée de douze mois.
- (2) L'énergie électrique nette produite par chaque Membre de NEPOOL à partir des carburants fossiles est déterminée chaque mois et ces quantités sont additionnées pour donner le total mensuel pour NEPOOL. Les totaux mensuels sont additionnés pour la période appropriée de douze mois.

-
- (I) The price for Pre-Scheduled Energy shall be 80 % of the Weighted New England Power Pool Fossil Energy Cost.
 - (II) The price for Other Energy shall be the lesser of:
 - (a) 80 % of the decremental cost of the energy replaced, less any applicable added cost resulting from the delivery, or
 - (b) a price consisting of the Basic Energy Cost plus 50 % of the savings in production costs to be produced by the transactions. Such savings are defined as the difference between the value of the decremental cost of the energy thus replaced and the Basic Energy Cost.

C) Definitions

Derivation of Weighted NEPOOL Fossil Energy Cost

The Weighted New England Power Pool Fossil Energy Cost for each month shall be based on the actual experience of the NEPOOL Participants during the twelve-month period ending on the last day of the second previous month and shall be the quotient obtained from dividing 1) the total cost of the fossil fuel burned by NEPOOL Participants for the production of electrical energy during such twelve-month period, by 2) the total net electric energy generated from fossil fuel by the NEPOOL Participants during such twelve-month period.

- (1) The monthly cost of the fossil fuel burned by each NEPOOL Participant shall be determined each month and summed to yield the total for NEPOOL for the month. The monthly NEPOOL totals shall be summed for the applicable twelve-month period.
- (2) The net electrical energy generated from fossil fuel by each NEPOOL Participant shall be determined each month and summed to yield the total for NEPOOL for the month. The monthly NEPOOL totals shall be summed for the applicable twelve-month period.

Coût de base de l'énergie

Le Coût de base de l'énergie d'Hydro-Québec en \$ US/MW.h est, à moins que le Comité d'exploitation n'en convienne autrement, le prix moyen calculé pour la plus grande des quantités suivantes:

- (1) le térawatt-heure le plus récent de toute l'énergie autre que l'énergie ferme vendue par Hydro-Québec sur les marchés canadiens à l'extérieur de la province de Québec avant et pendant le deuxième mois civil précédent; ou
- (2) la quantité totale de toute énergie autre que l'énergie ferme vendue par Hydro-Québec sur les marchés canadiens à l'extérieur de la province de Québec au cours du deuxième mois civil précédent.

Ces coûts seront déterminés une fois par mois.

Décrément du coût

On entend par décrément du coût tel que défini à l'Annexe II de la Convention d'interconnexion alors en vigueur entre les Membres de NEPOOL et Hydro-Québec, la somme nette de tous les coûts évités à la partie à qui l'énergie est fournie.

Basic Energy Cost

Hydro-Québec's Basic Energy Cost in \$ US/MW.h will be, unless otherwise agreed by the Operating Committee, the average price computed for the greater of the following quantities:

- (1) the most recent one terawatt hour of all energy other than firm energy sold by Hydro-Québec in Canadian markets outside the Province of Quebec during and prior to the second previous calendar month; or
- (2) the total amount of all energy other than firm energy sold by Hydro-Québec in Canadian markets outside the Province of Quebec during the second previous calendar month.

Such costs will be determined once a month.

Decremental Cost

Decremental Cost, as defined in Appendix II of the Interconnection Agreement between the NEPOOL Participants and Hydro-Québec in force at the time, is the net sum of all the avoided costs to the party to whom energy is supplied.

Résumé de la Convention d'interconnexion

Définitions

L'incrément du coût est défini comme le coût encouru par la partie qui fournit de l'énergie, lequel n'aurait pas été encouru si la transaction n'avait pas eu lieu. Le décrétement du coût est la somme nette de tous les coûts évités à la partie à qui l'énergie est fournie.

L'énergie d'économie est définie comme étant de l'énergie produite à même des ressources non renouvelables et livrée aux fins de réaliser une économie lorsque la partie qui la reçoit dispose de suffisamment de capacité de production pour supporter sa propre charge.

L'énergie de remplacement de combustible est définie comme étant l'énergie produite à même des ressources renouvelables et livrée pour remplacer de l'énergie produite à même des ressources non renouvelables aux fins de réaliser une économie et d'épargner ces ressources.

La puissance de capacité ou d'urgence est définie comme la puissance et l'énergie associée fournie sur une base journalière en cas de manque de puissance temporaire résultant d'indisponibilités forcées d'installations ou de conditions d'exploitation inhabituelles ou anormales affectant la puissance de production de la partie qui reçoit.

L'énergie supplémentaire ou de conservation est définie comme étant l'énergie fournie pour suppléer l'emmagasiner (eau ou combustible) ou conserver les réserves de combustible de la partie qui reçoit, et dont le besoin résulte de l'indisponibilité d'eau ou de combustible, d'actions gouvernementales ou de désastres étendus.

Les termes, incluant les tarifs et les taux, sont sujets à révision à la demande de l'une ou l'autre partie.

Summary of the Interconnection Agreement

Definitions

Incremental Cost is defined as the cost incurred by the party supplying the energy which would not have been incurred had the transaction not taken place. Decremental Cost is the net sum of all the avoided costs to which party to whom energy is supplied.

Economy Energy is defined as energy from non-renewable resources which is delivered in order to effect a saving when the receiving party has adequate generating capability available to carry its own load.

Fuel Replacement Energy is defined as energy from renewable resources and delivered to replace energy from non-renewable resources in order to effect savings and economize non-renewable resources.

Capacity or Emergency Power is defined as power and associated energy which is supplied as day-to-day assistance in case of a temporary capacity deficiency existing as a result of forced outages of facilities or unusual or abnormal operating condition affecting the capacity of the receiving party's own generating capability.

Supplemental or Conservation Energy is defined as energy provided to supplement energy storage (water or fuel) or conserve fuel supplies of the receiving party, the need of which result from water or fuel unavailability, government actions or widespread disasters.

The terms, including the rates and charges, are subject to review at least every two years, or more frequently at the request of either party.

Transactions

Catégorie	Description	Prix de la puissance \$US	Prix de l'énergie
Énergie d'économie	de ressources non-renouvelables	—	1/2 (incrément du coût + décrétement du coût)
Énergie de remplacement de combustible	de ressources renouvelables	—	le moindre de: a) 80 % du décrétement du coût, moins le coût de livraison, ou b) un prix constitué de la moitié d'un coût de base de l'énergie fixé de temps à autre par le Comité d'exploitation, plus la moitié du décrétement du coût de l'énergie ainsi remplacée, moins le coût de livraison, ledit prix ne devant pas être inférieur à une valeur spécifiée par le Comité d'exploitation
Énergie tertiaire	ne fait partie d'aucune autre catégorie	—	tel que défini par le Comité d'exploitation
Énergie d'inadvertance		—	aucun coût. Sera compensé par des livraison subséquentes
Puissance de capacité ou d'urgence	puissance au jour le jour	120 \$/MW/jour	le plus élevé de 110 % de l'incrément, ou tel que convenu par le Comité d'exploitation
Énergie supplémentaire ou de conservation	fournie en période hors pointe en vue de soutenir les réserves	—	fixé par le Comité d'exploitation
Réserve d'exploitation	pour suppléer la capacité de production	—	fixé par le Comité d'exploitation

Transactions

Class	Description	Demand Charge \$ US	Energy Charge
Economy Energy	from non-renewable energy sources	—	1/2 (incremental cost + decremental cost)
Fuel Replacement Energy	from renewable energy sources	—	the lesser of a) 80% of decremental cost, less delivery cost, or b) a price consisting of one half of a basic energy cost agreed upon from time to time by the Operating Committee, plus one half of the decremental cost of the energy thus replaced, less the cost of delivery, such said price not to be less than a value specified by the Operating Committee
Tertiary Energy	any energy not included in another class	—	As agreed by Operating Committee
Inadvertent Energy		—	No charge. To be balanced in subsequent deliveries
Capacity or Emergency Power	power by the day	120 \$/MW/day	Higher of 110% of incremental, or as agreed by Operating Committee
Supplemental or Conservation Energy	provided off-peak to supplement storage	—	As agreed by Operating Committee
Operating Reserve	to supplement production capacity	—	As agreed by Operating Committee

Annexe VI

Appendix VI

Hydro-Québec
Capacité, demande et puissance excédentaire
Mois de janvier*
(MW)

Hydro-Québec
Capacity, Demand and Excess of Power
for the Month of January*
(MW)

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
1. Capacité interne HQ											1. Internal capacity HQ
hydraulique	18865	21121	21744	21785	21817	21850	21883	21898	21913	22403	hydro
nucléaire	637	637	637	637	637	637	637	637	637	637	nuclear
thermique (mazout)	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	thermal (oil)
turbines à gaz	466	466	466	466	466	466	466	466	466	466	gas turbine
réseaux isolés	53	57	61	65	69	74	80	85	92	100	isolated
inaccessible	-1376	0	0	0	0	0	0	0	0	0	inaccessible
totale	19275	22911	23538	23583	23619	23657	23696	23716	23738	24236	total
2. Achats contractuels	4575	4401	4401	4401	4401	4401	4401	4401	4401	4401	2. Power purchases
3. Capacité totale	23850	27312	27939	27984	28020	28058	28097	28117	28139	28637	3. Total capacity
4. Demande											4. Demand
Besoins réguliers**	20168	21128	22086	22906	23716	24566	25406	26286	27006	27066	Regular loads**
Réserve requise	2218	2443	2587	2706	2816	2928	3055	3195	3309	3506	Required reserve
5. Puissance excédentaire	1464	3741	3266	2372	1488	564	-364	-1364	-2176	-2575	5. Excess

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
1. Capacité interne HQ										1. Internal capacity HQ
hydraulique	22893	22893	23843	24793	25215	26059	26903	27587	28657	hydro
nucléaire	637	637	637	637	637	637	637	637	637	nuclear
thermique (mazout)	630	630	630	630	630	630	630	630	630	thermal (oil)
turbines à gaz	566	1366	1366	1466	1776	1776	1776	1776	1776	gas turbine
réseaux isolés	108	116	124	132	140	148	156	164	172	isolated
inaccessible	0	0	0	0	0	0	0	0	0	inaccessible
totale	24834	25642	26494	27446	28186	29144	30102	30794	31872	total
2. Achats contractuels	4401	4401	4401	4401	4401	4401	4401	4401	4401	2. Power purchases
3. Capacité totale	29235	30043	30895	31847	32587	33545	34503	35195	36273	3. Total capacity
4. Demande										4. Demand
Besoins réguliers**	28501	29291	30081	30861	31636	32406	33220	34040	34880	Regular loads**
Réserve requise	3664	3796	3932	4070	4227	4338	4455	4574	4732	Required reserve
5. Puissance excédentaire	-2930	-3044	-3118	-3084	-3276	-3199	-3172	-3419	-3339	5. Excess

* Janvier est le mois critique, c'est-à-dire le mois où la puissance excédentaire est le moins élevée durant la plupart des années.

** Comprend les besoins prioritaires du réseau et hors réseau.

* January is the critical month, i.e., the month of least excess power, in most years

** Includes domestic load plus all other firm commitments

Annexe VII

Appendix VII

Hydro-Québec										
Capacité, demande et puissance excédentaire										
Mois de juillet										
(MW)										
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
1. Capacité	23903	27540	27411	27432	27467	27503	27539	27557	27740	28233
2. Demande										
Besoins réguliers*	12201	12663	13038	13341	13586	13979	14306	14655	15037	15529
Réserve requise	1374	1441	1481	1511	1536	1567	1599	1635	1668	1732
3. Puissance excédentaire**	10328	13436	12892	12580	12345	11957	11634	11267	11035	10972

Hydro-Québec										
Capacity, Demand and Excess of Power										
for the Month of July										
(MW)										
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
1. Capacité	28664	29785	30637	31589	32329	33287	34245	34937	36015	1. Capacity
2. Demande										2. Demand
Besoins réguliers*	15969	16471	16925	16657	17148	17679	18149	18620	19079	Regular loads*
Réserve requise	1779	1823	1865	1912	1979	2020	2057	2095	2143	Required reserve
3. Puissance excédentaire**	10916	11491	11847	13020	13202	13588	14039	14222	14793	3. Excess**

*	Comprend les besoins prioritaires du réseau et hors réseau	*	Includes domestic load plus all other firm commitments
**	Puissance excédentaire avant l'entretien	**	Excess before maintenance

Annexe VIII

Appendix VIII

Hydro-Québec										
Capacité, demande et puissance excédentaire										
Mois de mars ⁺										
(MW)										
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
1. Capacité	23910	27836	27977	28043	28080	28118	28157	28178	28201	28697
2. Demande										
Besoins réguliers*	17353	18259	19062	19684	20231	20964	21646	22374	22919	23630
Réserve requise	1874	2040	2143	2223	2293	2373	2462	2560	2637	2786
3. Puissance excédentaire**	4683	7537	6772	6136	5556	4781	4049	3244	2645	2281

Hydro-Québec										
Capacity, Demand and Excess of Power										
for the Month of March ⁺										
(MW)										
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
1. Capacité	29295	30102	30954	31906	32646	33604	34562	35254	36332	1. Capacity
2. Demande										2. Demand
Besoins réguliers*	24299	24998	25614	26368	27050	27724	28394	29104	29822	Regular loads*
Réserve requise	2897	2994	3086	3193	3318	3399	3180	3567	3680	Required reserve
3. Puissance excédentaire**	2099	2110	2254	2345	2278	2481	2688	2583	2830	3. Excess**

⁺ Mars est le mois critique, c'est-à-dire le mois où la puissance excédentaire est la moins élevée durant la période de mars à novembre (neuf mois)

* Comprend les besoins prioritaires du réseau et hors réseau

** Puissance excédentaire avant l'entretien

⁺ March is the critical month, i.e., the month of least excess power, for the nine-month period, March to November

* Includes domestic load plus all other firm commitments

** Excess before maintenance

Annexe IX

Appendix IX

	Hydro-Québec										
	Productibilité, charge et énergie excédentaire (GW.h)										
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
1. Productibilité totale*	133956	142400	150282	159764	165515	167086	166835	167116	167407	168895	1. Total capability*
2. Charge Besoins réguliers**	109704	111119	115694	117842	121243	124090	127790	131590	135494	139192	2. Regular load**
3. Énergie excédentaire	24252	31281	34588	41922	44272	42996	39045	35526	31913	29703	3. Excess

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
1. Productibilité totale*	171516	167834	171712	171744	171776	171806	175694	180205	184161	1. Total capability*
2. Charge Besoins réguliers**	143191	147493	151891	155892	160092	164391	168401	172998	177725	2. Regular load**
3. Énergie excédentaire	28325	20341	19821	15852	11684	7415	7293	7207	6436	479872*** 3. Excess

* Productibilité totale d'énergie requise pour rencontrer la demande normale basée sur un scénario de croissance moyenne de 2,9% par année et pour profiter des marchés d'exportation disponibles, tenant compte:

- a) d'une hydraulicité moyenne et des conditions normales d'exploitation,
- b) de production nucléaire de base équivalent à 70% de facteur de charge, et
- c) de la production thermique de base pour les régions isolées seulement

** Comprend les besoins prioritaires du réseau et hors réseau

*** Énergie excédentaire totale de 1984 à 2002

* Total capability required to meet the regular load based on a 2.9% average annual growth rate scenario and on the available export market, taking into account

- a) average streamflow conditions and normal system operation,
- b) nuclear base load at 70% annual capacity factor, and
- c) thermal generation for isolated areas only

** Includes domestic load plus all other firm commitments

*** Total excess of energy from 1984 to 2002

Annexe X

Appendix X

Hydro-Québec
Énergie hydro-électrique additionnelle*
(GW.h)

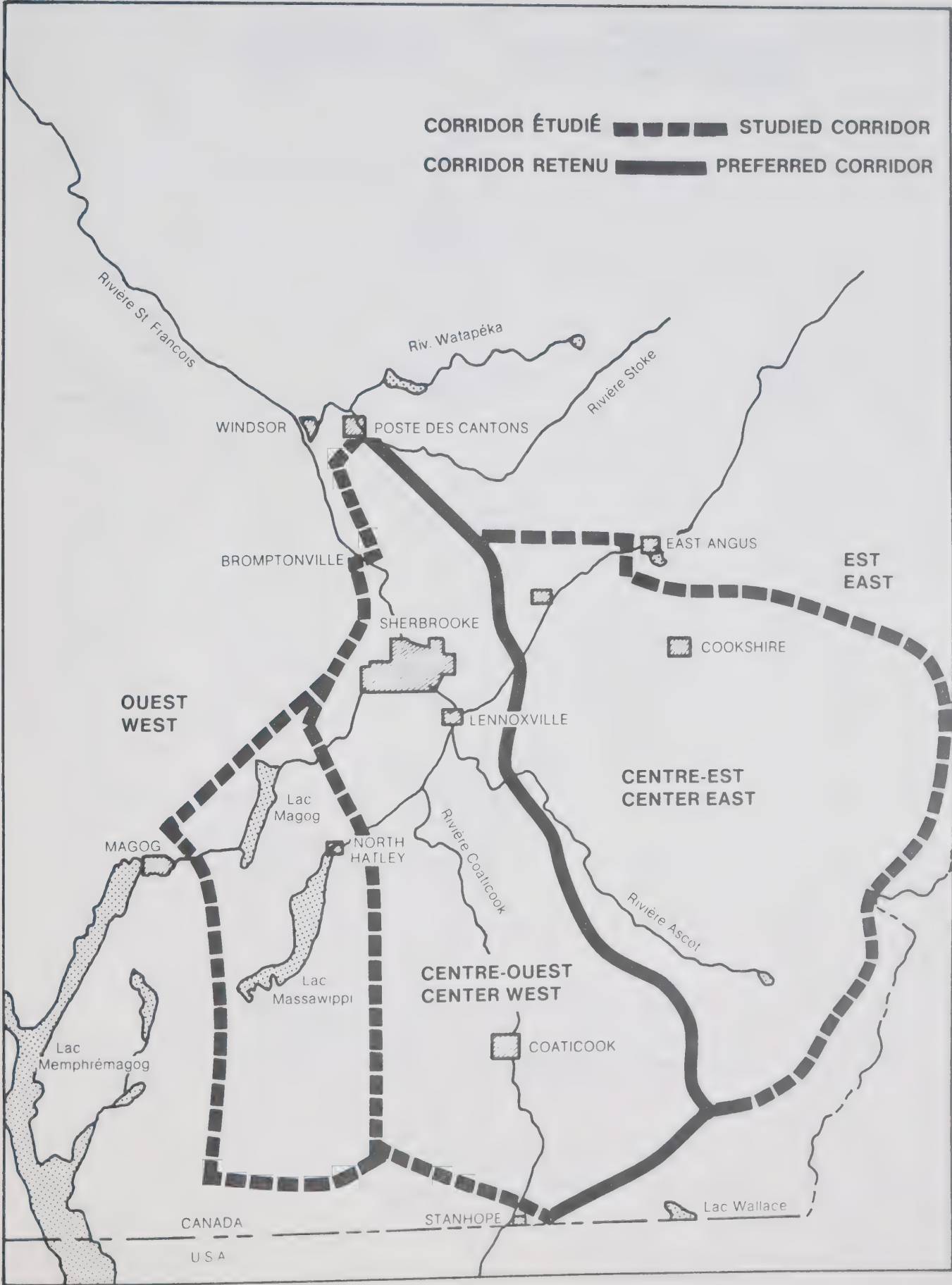
1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
31203	30266	21081	11826	6097	4549	4825	4572	4312	1979

Hydro-Québec
Additional hydraulic energy*
(GW.h)

1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
265	3978	132	132	132	132	132	132	132

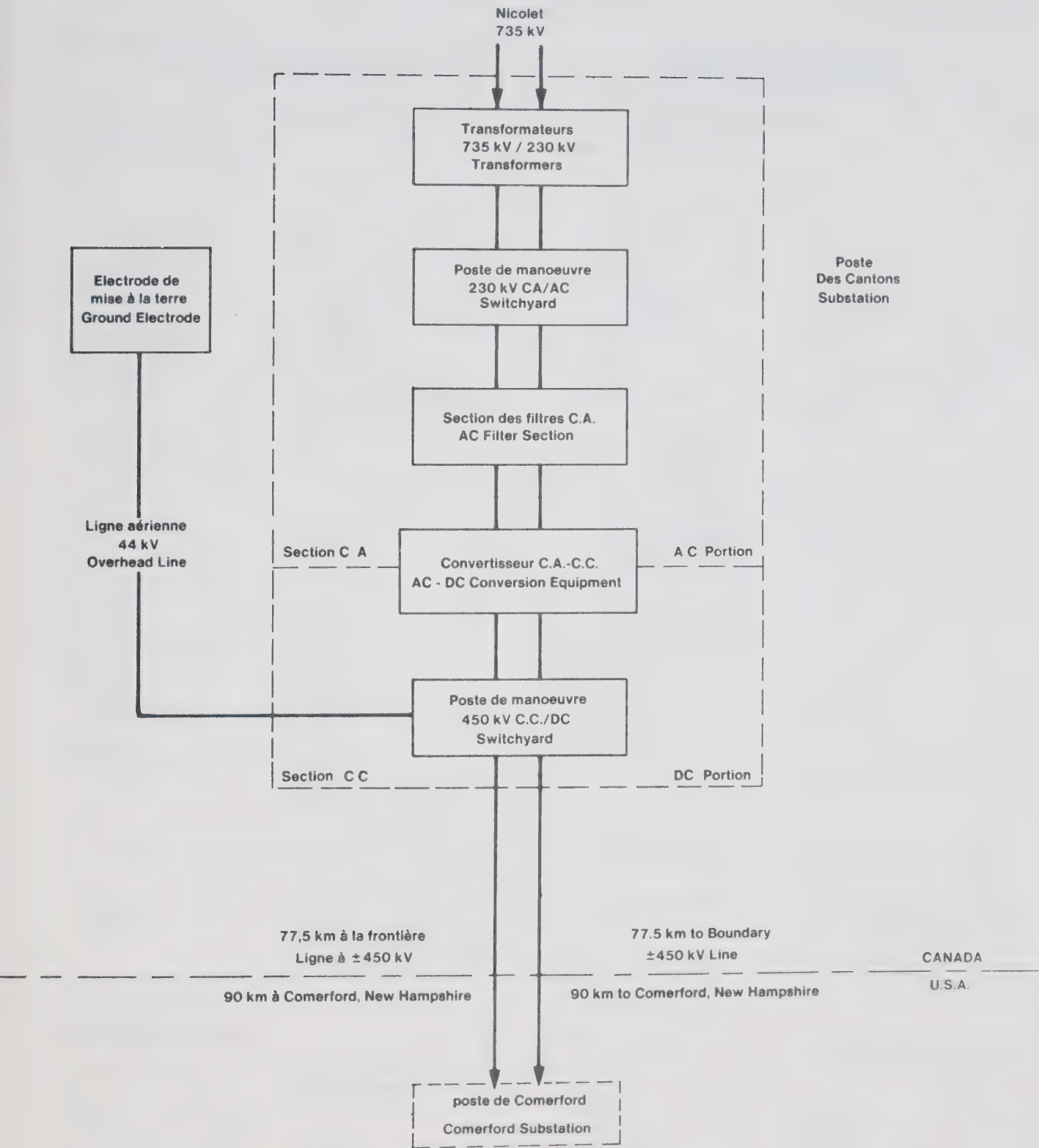
* Énergie hydro-électrique additionnelle disponible sous une hydraulicité moyenne qui est soit emmagasinée dans les réservoirs soit déversé.
Ces chiffres sont tirés du tableau déposé par Hydro-Québec sous la cote B-42.

* Additional hydraulic energy available under average conditions which is stored in the reservoirs or spilled.
These figures are included in Exhibit B-42, filed by Hydro-Québec



SCHEMA UNIFILAIRE
DE L'INTERCONNEXION
À ±450 kV PROPOSÉE

PROPOSED
±450 kV HVDC INTERCONNECTION
BLOCK DIAGRAM OF FACILITIES



Annexe XIII

Ligne internationale de transport d'électricité Caractéristiques techniques

1 - Ligne Des Cantons/Nouvelle-Angleterre

Caractéristiques générales:

Pylône	
type	rigide en acier
hauteur	
minimale	34,5 m
maximale	43,5 m
empattement	
minimal	8,5 m x 8,5 m
maximal	11,5 m x 11,5 m
portée moyenne	400 m

Conducteurs	
gros seur et type	1361,0 MCM Bersimis ALU-Acier 42/7
nombre par pôle	4
espacement minimum entre pôle	6 m
espacement au pylône entre	
pôle au repos	10-12 m
Dégagement minimal au-dessus du sol	13,2 m
Emprise	60 m

Caractéristiques électriques:

Tension	
nominale	± 450 kV
maximale	± 475 kV
Isolement	
configuration	chaînes doubles en I espacées de 0,46 m ou chaînes doubles en V espacées de 0,46 m
nombre par chaîne - I - V	27 éléments 17 cm x 35,5 cm 23 éléments 17 cm x 35,5 cm
Mise à la terre des pylônes	Un contrepoids continu ou résistance de mise à la terre de 25 ohms à chaque pylône à l'aide de piquets de terre.

2 - Ligne isolé à 44 kV

Caractéristiques générales:

Type de support	Poteau de bois muni de 2 isolateurs synthétiques
Hauteur	
minimale	12,25 m
maximale	16,75 m

Appendix XIII

International Power Line Technical Characteristics

1 — Line Des Cantons/New-England

General Characteristics :

Tower	
Type	rigid steel
Height	
minimum	34,5 m
maximum	43,5 m
Base size	
minimum	8,5 m x 8,5 m
maximum	11,5 m x 11,5 m
Average span	400 m

Conductors	
Size and type	1361,0 MCM Bersimis ASCR 42/7
No. per pole	4
Minimum spacing between pole	6 m
Minimum spacing at towers	
between pole at rest	10-12 m
Minimum clearance to ground	13,2 m
Right-of-way	60 m

Electrical Characteristics:

Voltage	
Nominal	± 450 kV
Maximum	± 475 kV
Insulation	
Configuration	Double chain in "I" spaced 0.46 m or double chain in "V" spaced 0.46 m
Number per chain - I - V	27 elements 17 cm x 35,5 cm 23 elements 17 cm x 35,5 cm
Grounding of towers	One continuous counterpoise or grounding resistance of 25 ohms at each tower using ground rods.

2 - Isolated 44 kV line

General Characteristics:

Type of support	Wood poles with 2 synthetics insulators
Height	
minimum	12,25 m
maximum	16,75 m

Exploitation normale	200 volts, 30 ampères
exceptionnelle	30 000 volts, 2 000 ampères (1/2 journée par an)
Portée moyenne	90 m
Conducteurs	2 x 864,9 MCM, "Les Boules", 42/7 Alu-Acier
Dégagement minimal au-dessus du sol	7 m
au-dessus de voie ferrée	10 m
Emprise	44 m
Longueur	14,5 km

Caractéristiques électriques:

Nombre de circuits	1
Conducteurs	2 conducteurs raccordés en parallèle aux deux extrémités de la ligne
Courant admissible été	1100 A/cond.
hiver	1300 A/cond.
Tension critique de contournement aux chocs de foudre	250 kV
Résistance c.c.	0,34 ohms/km

Operation normal	200 volts, 30 amps
exceptional	30 000 volts, 2 000 amps (1/2 day / year)
Average span	90 m
Conductors	2 x 864,9 MCM, "Les Boules", ACSR
Minimum clearance to ground	7 m
above railway	10 m
Right-of-way	44 m
Length	14,5 km

Electrical Characteristics:

No. of circuits	1
Conductors	2 conductors connected in parallel at both ends of the line
Current carrying capacity summer	1100 A/cond.
winter	1300 A/cond.
Sparkover for lightning surges	250 kV
DC Resistance	0,34 ohms/km

Annexe XIV

Appendix XIV

Ligne internationale de transport d'électricité Évaluation des coûts d'immobilisations et d'entretien en milliers de dollars actualisés de 1986

A - Ligne internationale de transport d'électricité à \pm 450 kV

Droits de passage	3 555
Ingénierie et études	7 121
Matériaux	16 261
Construction	
Gérance	5 398
Coûts directs	21 416
Administration	1 405
Intérêts	13 823
Réserve pour éventualité	19 099
Total	87 078

B - Installations terminales

Poste Des Cantons (section à courant continu)

Architecture	270
Ingénierie	3 890
Matériaux	76 902
Construction	1 384
Administration	1 685
Intérêts	18 414
Réserve pour éventualité	12 118
Total	114 626

Électrode de mise à la terre

Ingénierie	32
Matériaux	506
Construction	353
Administration	21
Intérêts	135
Réserve pour éventualité	89
Total	1 136

Ligne isolée à 44 kV (entre l'électrode et le poste)

Droits de passage	283
Ingénierie	542
Matériaux	748
Construction	
Gérance	936
Coûts directs	699

International Power Line Assessments of Capital and Maintenance costs in thousand of 1986 dollars

A - \pm 450 kV International Power Line

Right-of-way	3 555
Engineering and studies	7 121
Materials	16 261
Construction	
Management	5 398
Direct costs	21 416
Administration	1 405
Interest	13 823
Reserve for eventualities	19 099
Total	87 078

B - Terminal Facilities

Des Cantons substation (direct current section)

Architecture	270
Engineering	3 890
Materials	76 902
Construction	1 384
Administration	1 685
Interest	18 414
Reserve for eventualities	12 118
Total	114 626

Ground Electrode

Engineering	32
Materials	506
Construction	353
Administration	21
Interest	135
Reserve for eventualities	89
Total	1 136

Isolated 44 kV line (between electrode and sustation)

Right-of-way	283
Engineering	542
Materials	748
Construction	
Management	936
Direct cost	699

Administration	85		Administration	85	
Intérêts	555		Interest	555	
Réserve pour éventualité	1 283		Reserve for eventualities	1 283	
Total	5 131		Total	5 131	
C - Installations connexes			C - Other Facilities		
Équipement de télécommunication			Telecommunication Equipment		
Matériel	1 140		Material	1 140	
Installation	755		Installation	755	
Frais généraux	410		General Fees	410	
Réserve pour éventualité	575		Reserve for eventualities	575	
Total	2 880		Total	2 880	
D - Autre frais			D - Other Costs		
Devancement des installations requises par Hydro-Québec en 1999			Advancement of installations required by Hydro-Québec in 1999		
Appareillage de manoeuvre à 735 kV et deux transformateurs 735-230 kV au poste Des Cantons	16 700		735 kV Switching equipment and two 735-230 kV transformers at the Des Cantons substation	16 700	
Départ d'artère à 735 kV au poste Nicolet	3 300		735 kV terminal equipment at the Nicolet substation	3 300	
Total	20 000		Total	20 000	
GRAND TOTAL A + B + C + D	230 851		GRAND TOTAL A + B + C + D	230 851	

Annexe XV

Modalités de la licence d'exportation EL-165 Énergie interruptible (Convention de stockage d'énergie) NEPOOL

1. La présente licence
 - a) entrera en vigueur à la plus éloignée des dates suivantes:
 - (i) le 1^{er} septembre 1986, ou
 - (ii) le jour de mise en service de la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à ± 450 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office, et
 - b) se terminera à la plus rapprochée des dates suivantes:
 - (i) le 1^{er} novembre 2004, ou
 - (ii) 15 années après la date du début de l'exportation en vertu de la présente licence.
2. La classe de transfert entre services publics autorisée par la présente est le transfert en vue de l'emmagasinage d'énergie produite par des services d'électricité de la Nouvelle-Angleterre sur le réseau de la détentrice de licence pour exportation à ces mêmes services.
3. L'énergie qui sera exportée en vertu de la présente doit être telle que décrite dans la Convention de stockage d'énergie entre la détentrice de licence et Vermont Electric Transmission Company, Inc. et New England Electric Transmission Corporation et les entreprises-membres du New England Power Pool (NEPOOL) datée du 21 mars 1983, ci-après appelée "la Convention de stockage".
4. Relativement à l'énergie qui sera exportée en vertu de la présente, la détentrice de licence ne doit pas, sans l'autorisation préalable de l'Office modifier, conclure tout accord de remplacement ou supplémentaire ou terminer la Convention de stockage ou la Convention d'interconnexion qu'elle a conclu avec NEPOOL en date du 21 mars 1983.

Appendix XV

Terms and Conditions of Export Licence EL-165 Interruptible Energy (Energy Banking Agreement) NEPOOL

1. The term of this licence
 - (a) shall commence on the later of
 - (i) 1 September 1986, or
 - (ii) the in-service date of the ± 450 kV direct current international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board, and
 - (b) shall end on the earlier of
 - (i) 1 November 2004, or
 - (ii) 15 years from the date on which exports commence under this licence.
2. The class of inter-utility export transfer authorized hereunder is a transfer of energy generated by the New England electric utilities, and imported and stored on the licensee's system for export to the same utilities.
3. The energy to be exported shall be that described in the Energy Banking Agreement dated 21 March 1983 between the Licensee and Vermont Electric Transmission Company, Inc. and New England Electric Transmission Corporation and the corporate entities which are participants in the New England Power Pool (NEPOOL), hereinafter referred to as the "Banking Agreement".
4. In relation to the energy to be exported hereunder, the Licensee shall not, without the prior approval of the Board, amend, terminate, or enter into any agreement in substitution for or in addition to the Banking Agreement and the Interconnection Agreement dated 21 March 1983 between NEPOOL and the Licensee.

-
5. L'énergie qui sera exportée en vertu de la présente doit être acheminée par la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à ± 450 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office.
 6. La quantité d'énergie qui peut être exportée en vertu de la présente, durant toute période de 12 mois consécutifs durant toute la durée de la licence, ne doit pas dépasser 3 000 GW.h.
 7. L'énergie doit être emmagasinée et exportée conformément aux dispositions de la section 6.3 de la Convention de stockage.
 8. Le partage des Économies totales résultant de l'emmagasinage et de l'exportation d'énergie autorisés par la présente doit être fait conformément aux dispositions de l'article IX de la Convention de stockage.
 9. Sur demande de l'Office, la détentrice de licence doit déposer immédiatement une copie de toute Entente d'exploitation conclue relativement à la section 4.6 de la Convention de stockage.
 10. La détentrice de licence devra, dans les 15 jours qui suivent la fin de chaque mois compris dans la période couverte par cette licence, déposer auprès de l'Office un rapport, selon toute modalité et forme que l'Office peut préciser, comprenant, pour le mois en question, les renseignements se rapportant aux transactions couvertes par la licence.

-
5. the power and energy to be exported hereunder shall be transmitted over the ± 450 kV direct current international power line authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board.
 6. the quantity of energy that may be exported hereunder throughout the term of the licence shall not exceed 3000 GW.h in any consecutive 12 month period.
 7. The energy shall be stored and exported pursuant to Section 6.3 of the Banking Agreement.
 8. The Sharing of Total Savings resulting from the banking and the export of energy authorized hereunder shall be made pursuant to Article IX of the Banking Agreement.
 9. When required by the Board, the licensee shall forthwith file a copy of any Operating Committee Agreement made pursuant to Section 4.6 of the Banking Agreement.
 10. The Licensee, within 15 days after the end of each month during the term of this Licence, shall file with the Board a report in such form and detail as the Board may specify, setting forth for that month information pertaining to transactions under the Licence.

**Modalités de la licence d'exportation
EL-166 Énergie interruptible
(Contrat d'énergie) NEPOOL**

- I. La présente licence
 - a) entrera en vigueur à la plus éloignée des dates suivantes:
 - (i) le 1^{er} septembre 1986, ou
 - (ii) le jour de mise en service de la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à \pm 450 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office, et
 - b) se terminera à la plus rapprochée des dates suivantes:
 - (i) le 31 août 2002, ou
 - (ii) la date à laquelle l'objectif global d'Énergie contractuelle, 33 000 GW.h, aura été offert et exporté à ou rejeté par la New England Power Pool (NEPOOL), aux termes du Contrat d'énergie mentionné à la modalité 3 ci-après, ou
 - (iii) la date d'expiration du Contrat d'énergie mentionné à la modalité 3 ci-après.
2. La classe de transfert entre services publics autorisée par la présente est le transfert en vue de la vente d'énergie interruptible.
3. L'énergie qui sera exportée en vertu de la présente doit être telle que décrite dans le Contrat d'énergie entre la détentrice de licence et NEPOOL daté du 21 mars 1983, ci-après appelée "le Contrat d'énergie".
4. Relativement à l'énergie qui sera exportée en vertu de la présente, la détentrice de licence ne doit pas, sans l'autorisation préalable de l'Office modifier, conclure tout accord de remplacement ou supplémentaire ou terminer le Contrat d'énergie ou la Convention d'interconnexion qu'elle a conclu avec NEPOOL en date du 21 mars 1983.

**Terms and Conditions of Export Licence EL-166
Interruptible Energy (Energy Contract) NEPOOL**

1. The term of this licence
 - (a) shall commence on the later of
 - (i) 1 September 1986, or
 - (ii) the in-service date of the \pm 450 kV direct current international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board, and
 - (b) shall end on the earlier of
 - (i) 31 August 2002, or
 - (ii) the date on which the target quantity of Contract Energy, 33 000 GW.h, has been offered and exported to or rejected by the New England Power Pool (NEPOOL), as provided by the Energy Contract referred to in Condition 3 hereafter, or
 - (iii) the termination date of the Energy Contract referred to in Condition 3 hereafter.
2. The class of inter-utility export transfer authorized hereunder is sale transfers of interruptible energy.
3. The energy to be exported shall be that described in the Energy Contract between the Licensee and NEPOOL dated 21 March 1983, hereinafter referred to as the "Energy Contract".
4. In relation to the energy to be exported hereunder, the Licensee shall not, without the prior approval of the Board, amend, terminate, or enter into any agreement in substitution for or in addition to the Energy Contract and the Interconnection Agreement dated 21 March 1983, between NEPOOL and the Licensee.

-
5. L'énergie qui sera exportée en vertu de la présente doit être acheminée par les lignes internationales de transport d'électricité pour lesquelles l'Office a délivré les certificats de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-17 et EC-7 et les ordonnances d'exemption no. XE-3-82 et XE-4-82, et par la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à \pm 450 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office.
 6. La quantité d'Énergie contractuelle qui peut être exportée en vertu de la présente durant le terme de la licence ne doit pas dépasser 33 000 GW.h sous réserve de la section 11.1 du Contrat d'énergie.
 7. La quantité d'énergie qui peut être offerte pour exportation en vertu de la présente durant toute Année contractuelle, c'est-à-dire du 1^{er} septembre au 31 août, ne doit pas dépasser 4000 GW.h.
 8. Le prix à exiger par la détentrice de licence pour l'exportation faite en vertu de la présente ne doit pas être inférieur au prix calculé selon la méthode établie aux termes des sections 8.1 et 8.2 du Contrat d'énergie correspondant respectivement aux transactions d'Énergie préprogrammée et d'Autre énergie définies aux sections 1.5 et 1.6 du Contrat d'énergie.
 9. Pour chaque Année contractuelle, la détentrice de licence, avant d'offrir à NEPOOL l'Énergie contractuelle, doit,
 - a) avant le 1^{er} avril ou à toute autre date ultérieure qui serait fixée par l'Office sur demande de la détentrice de licence, offrir pour vente à chaque service canadien d'électricité directement interconnecté au réseau de la détentrice de licence, l'énergie proposée à l'exportation pour l'Année contractuelle à venir à des modalités semblables et, au plus élevé
 - (i) du prix qui serait calculé conformément à la méthode établie
-
5. The energy to be exported hereunder shall be transmitted over the international power lines for which the Board has issued Certificates of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-17 and EC-7, and Exemption Orders Nos. XE-3-82 and XE-4-82, and the \pm 450 kV direct current international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board.
 6. The quantity of Contract Energy that may be exported hereunder throughout the term of the licence shall not exceed 33 000 GW.h subject to the provisions of Section 11.1 of the Energy Contract.
 7. The quantity of energy that may be offered for export hereunder in any Contract Year, 1 September to 31 August, shall not exceed 4000 GW.h.
 8. The price to be charged by the Licensee for exports made hereunder shall not be less than the applicable price as calculated according to the method set forth in Sections 8.1 and 8.2 of the Energy Contract, corresponding respectively to Pre-Scheduled Energy and Other Energy transactions as defined in Sections 1.5 and 1.6 of the Energy Contract.
 9. For each Contract Year, the Licensee, before offering the Contract Energy to NEPOOL, shall,
 - (a) prior to 1 April or such later date as may upon application by the Licensee be fixed by the Board, offer for sale the energy proposed for export for the upcoming Contract Year to each Canadian electrical utility directly interconnected with the Licensee's system on similar terms and conditions and at the higher of
 - (i) the price that would be calculated according to the method set forth for

pour l'Énergie préprogrammée et pour l'Autre énergie selon l'article VIII du Contrat d'énergie, ou

- (ii) du prix établi conformément à la Convention d'interconnexion entre Hydro-Québec et le service canadien d'électricité intéressé.

L'offre doit comprendre un énoncé disant "si nous n'avons pas reçu votre réponse d'ici 15 jours, nous considérerons l'offre comme étant rejetée".

- b) avant le 21 avril ou à toute autre date ultérieure qui serait fixée par l'Office sur demande de la détentrice de licence,
- (i) déposer auprès de l'Office des copies des lettres d'offre et des réponses, et
- (ii) soumettre à l'approbation de l'Office un état des données annuelles relativement à la production, la demande, et l'énergie excédentaire sur son réseau pour une période de cinq années civiles commençant avec la deuxième année civile précédente.

- (c) avoir reçu l'approbation mentionnée à la sous-modalité b(ii).

10. La détentrice de licence ne doit pas exporter d'énergie en vertu de la présente au moment et dans toute la mesure où cette énergie est nécessaire pour alimenter

- a) toute charge garantie du réseau de la détentrice de licence,
- b) toute charge garantie d'un service canadien d'électricité directement interconnecté avec le réseau de la détentrice de licence qui ne dispose pas de capacité de production suffisante pour rencontrer sa propre charge garantie.

11. La détentrice de licence doit soumettre à l'approbation de l'Office un rapport pour chaque décision prise par le Comité d'exploitation tel que décrit à l'article VI du Contrat d'énergie relativement au prix de l'énergie à être exportée en vertu de la présente.

the Pre-Scheduled Energy and Other Energy in Article VIII of the Energy Contract, or

- (ii) the price established by the interconnection agreement between Hydro-Québec and the corresponding Canadian electrical utility.

The offer should include a statement saying "if a reply is not received within 15 days, it will be assumed that the offer is rejected".

- (b) prior to 21 April or such later date as may upon application by the Licensee be fixed by the Board,
- (i) file with the Board copies of the offers and replies thereto, and
- (ii) submit for approval by the Board a statement of its annual supply, load and surplus of energy for a five-calendar-year period beginning with the second previous calendar year.

- (c) obtain the approval referred to in Sub-Condition b(ii).

10. The Licensee shall not export energy hereunder whenever and to whatever extent such energy is required to supply

- (a) the Licensee's firm load requirements, and
- (b) any firm load of a Canadian electrical utility directly interconnected with the Licensee's system which lacks generating capacity to meet such firm load.

11. The Licensee shall submit for approval by the Board a report of each decision on the pricing of energy to be exported hereunder which is made by the Operating Committee described in Article VI of the Energy Contract.

12. La détentrice de licence doit déposer immédiatement auprès de l'Office un rapport pour chaque décision prise par le Comité d'exploitation, qui est décrit à l'article VI du Contrat d'énergie, relativement aux quantités d'Énergie contractuelle comme prévu aux sections 2.6 et 8.6 du Contrat d'énergie.

13. La détentrice de la licence devra, dans les 15 jours qui suivent la fin de chaque mois compris dans la période couverte par cette licence, déposer auprès de l'Office un rapport, selon toute modalité et forme que l'Office peut préciser, comprenant, pour le mois en question, les renseignements se rapportant aux transactions couvertes par la licence.

12. The Licensee shall forthwith file with the Board a report of each decision on amending the amounts of Contract Energy under Sections 2.6 and 8.6 of the Energy Contract made by the Operating Committee described in Article VI of the Energy Contract.

13. The Licensee shall, within 15 days after the end of each month during the term of this licence, file with the Board a report in such form and detail as the Board may specify, pertaining to transactions under the licence in that month.

Modalités de la licence d'exportation EL-167 Puissance et énergie interruptibles - NEPOOL

1. La présente licence entrera en vigueur à la plus éloignée des dates suivantes:
 - a) le 1^{er} septembre 1986, ou
 - b) le jour de mise en service de la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à \pm 450 kV qui sera certifiée conformément à l'Annexe XX de ce rapport.

et se terminera le 31 août 1995.
2. Les classes de transferts entre services publics autorisées par la présente sont des transferts en vue de la vente, d'échange et d'ajustement de puissance et d'énergie interruptibles.
3. La puissance et l'énergie qui seront exportées en vertu de la présente doivent être acheminées par la ligne internationale de transport d'électricité pour lesquelles l'Office a délivré le certificat de commodité et de nécessité publique no. EC-III-17 et par la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à \pm 450 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office.
4. La quantité de puissance qui peut être exportée en vertu de la présente ne doit pas dépasser 790 MW moins toute quantité de puissance exportée conformément à toute autre licence autorisant l'exportation de puissance au moyen des lignes internationales de transport d'électricité mentionnées à la modalité 3.
5. La quantité d'énergie qui peut être exportée en vertu de la présente, durant toute période de 12 mois consécutifs durant toute la durée de la licence, ne doit pas dépasser 6 920 GW.h moins toute quantité d'énergie exportée conformément à toute autre licence autorisant l'exportation au moyen des lignes internationales de transport d'énergie mentionnées à la modalité 3.

Terms and Conditions of Export Licence EL-167 Interruptible Power and Energy - NEPOOL

1. The term of this licence shall commence on the later of
 - (a) 1 September 1986, or
 - (b) the in-service date of the \pm 450 kV direct current international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board, and

shall end on 31 August 1995.
2. The classes of inter-utility export transfer authorized hereunder are sale, exchange and adjustment transfers of interruptible power and energy.
3. The power and energy to be exported hereunder shall be transmitted over the international power lines for which the Board has issued Certificates of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-17 and the \pm 450 kV direct current international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board.
4. The quantity of power that may be exported hereunder shall not exceed 790 MW less any amount of power exported pursuant to any other licences under which the power is transmitted over the international power lines referred to in Condition 3 hereof.
5. The quantity of energy that may be exported hereunder shall not exceed 6 920 GW.h in any consecutive 12 month period throughout the term of the licence less any amounts of energy exported pursuant to any other licences under which energy is transmitted over the international power lines referred to in Condition 3 hereof.

6. La détentrice de licence ne doit pas exporter de puissance ou d'énergie en vertu de la présente au moment et dans toute la mesure où cette énergie est nécessaire pour alimenter

a) toute charge garantie du réseau de la détentrice de licence,

b) toute charge garantie d'un service canadien d'électricité directement interconnecté avec le réseau de la détentrice de licence qui ne dispose pas de capacité de production suffisante pour rencontrer sa propre charge garantie, ou

c) tout service canadien d'électricité directement interconnecté avec le réseau de détentrice de licence qui désire acheter toute la puissance ou toute l'énergie ou une partie de l'une ou de l'autre à des modalités semblables et au plus élevé des prix suivants:

- (i) le prix négocié selon la Convention d'interconnexion applicable, ou
- (ii) le prix d'exportation, après avoir tenu compte de toutes les différences dans le coût de livraison de la puissance ou de l'énergie à partir du réseau de la détentrice de licence au dit service canadien d'électricité plutôt qu'au client d'exportation.

7. Le prix à exiger par la détentrice de licence pour l'exportation faite en vertu de la présente à titre de transfert en vue de la vente ne doit pas être inférieur au prix calculé selon la méthode établie pour la catégorie de transaction applicable dans la Convention d'interconnexion datée du 21 mars 1983 entre le New England Power Pool et la détentrice de licence ci-après appelée "la Convention d'interconnexion".

8. L'exportation de puissance et d'énergie faite en vertu de la présente doit être conforme à la Convention d'interconnexion et la détentrice de licence ne doit pas, sans l'autorisation préalable de l'Office modifier,

6. The Licensee shall not export power or energy hereunder whenever and to whatever extent such power or energy is required to supply

(a) the Licensee's firm load requirements

(b) any firm load of a Canadian electrical utility directly interconnected with the Licensee's system which lacks generating capacity to meet such firm load, and

(c) any Canadian electrical utility directly interconnected with the Licensee's system willing to buy part or all of the power or energy on similar terms and conditions and at the higher of

(i) the price under relevant interconnection agreements, or

(ii) the export price, adjustments having been made corresponding to any differences in the cost on the Licensee's system of delivering the power or energy to the said Canadian electrical utility instead of to the export customer.

7. The price to be charged by the Licensee for exports made hereunder as sale transfers shall be not less than the price calculated according to the method set forth for the applicable classification of transaction in the Interconnection Agreement dated 21 March 1983 between the Licensee and the New England Power Pool hereinafter referred to as the "Interconnection Agreement".

8. Exports of power and energy made hereunder shall be in accordance with the Interconnection Agreement and the Licensee shall not, without the prior approval of the Board, amend, terminate, or enter into any

conclure tout accord de remplacement ou supplémentaire ou terminer ladite Convention d'interconnexion.

9. Lorsque l'énergie électrique exportée en vertu de la présente est produite par la combustion de mazout, le prix du combustible utilisé dans l'incrément du coût inclus dans la formule d'établissement du prix de l'énergie doit être,
 - a) lorsqu'il s'agit de mazout importé ou dérivé du brut importé, le prix payé par la détentrice de licence à l'importateur, plus le montant dont ce prix a été réduit grâce au paiement de tout subside ou toute compensation de la part de tout ordre de gouvernement au Canada, et
 - b) lorsqu'il s'agit de mazout canadien, le prix d'exportation dudit mazout canadien, y compris toute redevance à l'exportation.
10. La détentrice de licence doit déposer immédiatement auprès de l'Office un rapport pour chaque décision prise par le Comité d'exploitation, suite aux décisions existantes, tel que décrit à l'article VIII de la Convention d'interconnexion, relativement au prix de la puissance ou de l'énergie à être exportée en vertu de la présente.
11. Le prix à exiger par la détentrice de licence pour les ventes d'énergie supplémentaire ou de conservation ou d'énergie tertiaire faites conformément à la Convention d'interconnexion ne doit pas être inférieur à:
 - a) lorsqu'il s'agit d'énergie thermique ou nucléaire, 110 pour cent de l'incrément du coût de production tel que défini à l'Annexe II de la Convention d'interconnexion,
 - b) lorsqu'il s'agit d'énergie hydraulique, le prix déterminé selon la formule de partage des économies, $(C + V)/2$, lorsque C correspond à l'incrément du coût de production de l'énergie hydraulique sur le réseau de la détentrice de licence et V correspond au décrement du coût de production de l'acheteur tel que défini

agreement in substitution for or in addition to the Interconnection Agreement.

9. When electric energy exported hereunder is generated by the burning of fuel oil, the fuel price to be included in the incremental cost used in the formula for deriving the price of the energy exported shall be
 - (a) for imported fuel oil, or fuel oil made from imported crude, the price paid by the Licensee, plus the amount by which that price was reduced by any subsidy or compensation payment from any level of government in Canada, and
 - (b) for fuel oil made from Canadian crude, the export price of such Canadian fuel oil, including any export charge.
10. The Licensee shall forthwith file with the Board a report of each decision on the pricing of power or energy to be exported hereunder which is made subsequent to the date of the existing decisions by the Operating Committee described in Article VIII of the Interconnection Agreement.
11. The price to be charged by the Licensee for sale of Supplemental or Conservation Energy and Tertiary Energy made under the Interconnection Agreement, shall not be less than
 - (a) in the case of thermal or nuclear generated energy 110 percent of the incremental production cost as defined in Supplement II of the Interconnection Agreement
 - (b) in the case of hydro-electric energy the price determined from the split savings formula, $(C+V)/2$, where C is equivalent to the Licensee's incremental production cost for hydro-electric energy and V is equivalent to the buyer's decremental production cost as defined in Supplement II of the Interconnection Agreement.

dans l'Annexe II de la Convention
d'interconnexion.

12. La détentrice de licence doit rapporter immédiatement à l'Office, par télex ou par le moyen le plus rapide disponible au moment où la vente est faite, tous les détails relativement à chaque vente d'énergie supplémentaire ou de conservation, ou d'énergie tertiaire faite en vertu de la Convention d'interconnexion.
13. La détentrice de la licence devra, dans les 15 jours qui suivent la fin de chaque mois compris dans la période couverte par cette licence, déposer auprès de l'Office un rapport, selon toute modalité et forme que l'Office peut préciser, comprenant, pour le mois en question, les renseignements se rapportant aux transactions couvertes par la licence.

12. The Licensee shall forthwith report to the Board, by telex or by the most expeditious means available at the time the sale is made, the full details of each sale of Supplemental or Conservation Energy and Tertiary Energy made under the Interconnection Agreement.
13. The Licensee, within 15 days after the end of each month during the term of this licence, shall file with the Board a report in such form and detail as the Board may specify, setting forth for that month information pertaining to transactions under the licence.

Ordonnance No. AO-1-EL-154

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie et ses règlements d'application; et

RELATIVE À une requête, dans sa version modifiée, présentée par Hydro-Québec, conformément aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie en vue de l'obtention, en vertu de la Partie VI de celle-ci, d'une licence pour l'exportation d'électricité, déposée sous le numéro de référence 1923-4/Q2-9.

ATTENDU QUE l'Office national de l'énergie a délivré à Hydro-Québec le 17 janvier 1984, la licence n^o EL-154 pour l'exportation de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à des points situés sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis d'Amérique;

ET ATTENDU QUE dans sa requête en date du 15 avril 1983, Hydro-Québec a demandé, entre autres, une nouvelle licence pour exporter des blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à des compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre;

ET ATTENDU QU'une audience publique, terminée le 25 mai 1984, a été tenue pour examiner la requête du 15 avril 1983;

ET ATTENDU QUE lors de l'audience publique, Hydro-Québec a indiqué que l'exportation de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à des compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre n'entraînera pas une augmentation des quantités globales de puissance et d'énergie autorisées pour exportation en vertu de la licence n^o EL-154, et a accepté que ladite licence soit modifiée en conséquence;

ET ATTENDU QUE lors de l'audience publique, Hydro-Québec a déclaré que le prix qui devra être exigé pour l'exportation de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à des compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre ne sera pas inférieur au prix de l'Énergie préprogrammée qui sera exportée aux termes du Contrat d'énergie datée du 21 mars 1983 entre Hydro-Québec et NEPOOL;

ET ATTENDU QUE les exportations de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à des compagnies de la Nouvelle-Angleterre seront faites au moyen des lignes internationales de transport

Order No. AO-1-EL-154

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act and the Regulations thereunder; and

IN THE MATTER OF an application by Hydro-Québec, as amended, pursuant to the provisions of the National Energy Board Act for a licence under Part VI thereof for the exportation of electricity, filed with the Board under File No. 1923-4/Q2-9.

WHEREAS the National Energy Board has issued to Hydro-Québec on 17 January 1984 Licence No. EL-154 for the exportation of blocks of short-term firm power and energy to points on the international boundary between Canada and the United States;

AND WHEREAS in its application of 15 April 1983, Hydro-Québec has requested, inter alia, a licence for the export of blocks of short-term firm power and energy to New England electric companies;

AND WHEREAS a public hearing has been held to consider the 15 April 1983 application, which hearing terminated on 25 May 1984;

AND WHEREAS during the public hearing, Hydro-Québec indicated that exports of blocks of short-term firm power and energy to New England electric companies will not increase the total amount of power and energy authorized for export under Licence No. 154, and accepted that the said licence be amended accordingly;

AND WHEREAS during the public hearing, Hydro-Québec stated that the price to be charged for exports of blocks of short-term firm power and energy to New England electric companies will not be less than the price for Pre-Scheduled energy to be exported pursuant to the Energy Contract dated 21 March 1984 between Hydro-Québec and NEPOOL;

AND WHEREAS exports of blocks of short-term firm power and energy to New England electric companies will be transmitted over the international power lines for which the Board has issued

d'électricité pour lesquelles l'Office a délivré les certificats de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-17 et EC-7 et les ordonnances d'exemption no. XE-3-82 et XE-4-82, et par la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à \pm 450 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office.

ET ATTENDU QU'aucune partie à l'audience sur la requête du 15 avril 1983 ne s'est opposée à la modification de la licence n^o EL-154 pour y inclure des exportations de blocs de puissance et d'énergie garanties à court-terme à des compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre;

ET ATTENDU QUE l'Office national de l'énergie est convaincu qu'il serait dans l'intérêt public d'accorder cette requête;

IL EST ORDONNÉ QUE la licence n^o EL-154 soit modifiée en abrogeant les modalités 4 et 11 de celle-ci et en les remplaçant par ce qui suit:

"4. La puissance et l'énergie qui seront exportées en vertu de la présente doivent être acheminées par les lignes internationales de transport d'électricité pour lesquelles l'Office a délivré les certificats de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-15, EC-III-17, EC-7 et EC-10 et les ordonnances d'exemption no. XE-3-82 et XE-4-82, et par la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à \pm 450 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office.

11. Le prix combiné de la puissance et de l'énergie qui seront exportées en vertu de la présente ne doit pas être moindre que le prix alors en vigueur

a) pour les exportations qui seront acheminées par les lignes internationales de transport d'électricité pour lesquelles l'Office a délivré les certificats de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-15 et EC-10 et qui seront faites aux termes du Contrat d'énergie avec PASNY en vertu de la licence EL-151.

Certificates of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-17 and EC-7 and Exemption Orders Nos. XE-3-82 and XE-4-82 and the \pm 450 kV direct current international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board;

AND WHEREAS no party at the hearing of the 15 April 1983 application objected to the amendment of Licence No EL-154 to include exports of blocks of short-term firm power and energy to New England electric companies;

AND WHEREAS the National Energy Board believes it will be consistent with the public interest to grant this application;

IT IS ORDERED THAT Licence No. EL-154 be amended by revoking Conditions 4 and 11 and substituting therefor the following:

"4. The power and energy to be transmitted over the international power lines for which the Board has issued Certificates of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-17 and EC-7 and Exemption Orders Nos. XE-3-82 and XE-4-82, and a \pm 450 kV direct current international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board.

11. The combined price of power and energy exported hereunder shall not be less than the then current price

(a) for exports to be transmitted over the international power lines for which the Board has issued Certificates of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-15 and EC-10 and pursuant to the Energy Contract with PASNY and under Licence No. EL-151.

b) pour les exportations qui seront acheminées par les lignes internationales de transport d'électricité pour lesquelles l'Office a délivré les certificats de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-17 et EC-7 et les ordonnances d'exemption no. XE-3-82 et XE-4-82, et par la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à \pm 450 kV qui sera autorisée conformément au Certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office et qui seront faites aux termes du Contrat d'énergie avec NEPOOL en vertu de la licence no EL-166."

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire

G. Yorke Slader

(b) for exports to be transmitted over the international power lines for which the Board has issued Certificates of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-17 and EC-7 and Exemption Orders Nos. XE-3-82 and XE-4-82, and a \pm 450 kV direct current international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board and pursuant to the Energy Contract with NEPOOL and under Licence No. EL-166."

NATIONAL ENERGY BOARD

G. Yorke Slader
Secretary

Ordonnance No. AO-1-EL-155

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie et ses règlements d'application; et

RELATIVE À une requête, dans sa version modifiée, présentée par Hydro-Québec, conformément aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie en vue de l'obtention, en vertu de la Partie VI de celle-ci, d'une licence pour l'exportation d'électricité, déposée sous le numéro de référence 1923-4/Q2-9.

ATTENDU QUE l'Office national de l'énergie a délivré à Hydro-Québec le 17 janvier 1984, la licence n^o EL-155 pour l'exportation de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à des points situés sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis d'Amérique;

ET ATTENDU QUE dans sa requête en date du 15 avril 1983, Hydro-Québec a demandé, entre autres, une nouvelle licence pour exporter des blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à des compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre;

ET ATTENDU QU'une audience publique, terminée le 25 mai 1984, a été tenue pour examiner la requête du 15 avril 1983;

ET ATTENDU QUE lors de l'audience publique, Hydro-Québec a indiqué que l'exportation de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à des compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre n'entraînera pas une augmentation des quantités globales de puissance et d'énergie autorisées pour exportation en vertu de la licence no EL-155, et a accepté que ladite licence soit modifiée en conséquence;

ET ATTENDU QUE lors de l'audience publique, Hydro-Québec a déclaré que le prix qui devra être exigé pour l'exportation de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à des compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre ne sera pas inférieur au prix de l'Énergie préprogrammée qui sera exportée aux termes du Contrat d'énergie daté du 21 mars 1983 entre Hydro-Québec et NEPOOL;

ET ATTENDU QUE les exportations de blocs de puissance et d'énergie garanties à court terme à des compagnies de la Nouvelle-Angleterre seront faites au moyen des lignes internationales de transport

Order No. AO-1-EL-155

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act and the Regulations thereunder; and

IN THE MATTER OF an application by Hydro-Québec, as amended, pursuant to the provisions of the National Energy Board Act for a licence under Part VI thereof for the exportation of electricity, filed with the Board under File No. 1923-4/Q2-9.

WHEREAS the National Energy Board has issued to Hydro-Québec on 17 January 1984 Licence No. EL-155 for the exportation of blocks of short-term firm power and energy to points on the international boundary between Canada and the United States;

AND WHEREAS in its application of 15 April 1983, Hydro-Québec has requested, inter alia, a licence for the export of blocks of short-term firm power and energy to New England electric companies;

AND WHEREAS a public hearing has been held to consider the 15 April 1983 application, which hearing terminated on 25 May 1984;

AND WHEREAS during the public hearing, Hydro-Québec indicated that exports of blocks of short-term firm power and energy to New England electric companies will not increase the total amount of power and energy authorized for export under Licence No. 155, and accepted that the said licence be amended accordingly;

AND WHEREAS during the public hearing, Hydro-Québec stated that the price to be charged for exports of blocks of short-term firm power and energy to New England electric companies will not be less than the price for Pre-Scheduled energy to be exported pursuant to the Energy Contract dated 21 March 1984 between Hydro-Québec and NEPOOL;

AND WHEREAS exports of blocks of short-term firm power and energy to New England electric companies will be transmitted over the international power lines for which the Board has issued

d'électricité pour lesquelles l'Office a délivré les certificats de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-17 et EC-7 et les ordonnances d'exemption no. XE-3-82 et XE-4-82, et par la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à ± 450 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office.

ET ATTENDU QU'aucune partie à l'audience sur la requête du 15 avril 1983 ne s'est opposée à la modification de la licence n^o EL-155 pour y inclure des exportations de blocs de puissance et d'énergie garanties à court-terme à des compagnies d'électricité de la Nouvelle-Angleterre;

ET ATTENDU QUE l'Office national de l'énergie est convaincu qu'il serait dans l'intérêt public d'accorder cette demande;

ET ATTENDU QUE l'Office a révisé la modalité 4(c) de la licence no. EL-155 en vue de mieux définir la quantité de puissance qui peut être exportée en vertu de ladite licence;

IL EST ORDONNÉ QUE la licence n^o EL-155 soit modifiée en abrogeant les modalités 3, 4(c) et 9 de celle-ci et en les remplaçant par ce qui suit:

- "3. La puissance et l'énergie qui seront exportées en vertu de la présente doivent être acheminées par les lignes internationales de transport d'électricité pour lesquelles l'Office a délivré les certificats de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-15, EC-III-17, EC-7 et EC-10 et les ordonnances d'exemption no. XE-3-82 et XE-4-82, et par la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à ± 450 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office.
4. c) la puissance qui est excédentaire aux besoins maximums prévisibles du réseau de la détentrice de licence, après avoir tenu compte des quantités de puissance nécessaires à l'entretien et à la réserve comme l'aurait approuvée l'Office conformément à la modalité 6 ci-après, moins tout bloc de puissance garantie

Certificates of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-17 and EC-7 and Exemption Orders Nos. XE-3-82 and XE-4-82 and the ± 450 kV direct current international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board;

AND WHEREAS no party at the hearing of the 15 April 1983 application objected to the amendment of Licence No. EL-155 to include exports of blocks of short-term firm power and energy to New England electric companies;

AND WHEREAS the National Energy Board believes it will be consistent with the public interest to grant this application;

AND WHEREAS the Board has revised Condition 4(c) of Licence EL-155 in order to define clearly the quantities of power and energy to be exported;

IT IS ORDERED THAT Licence No. EL-155 be amended by revoking Conditions 3, 4(c) and 9 and substituting therefor the following:

- "3. The power and energy to be transmitted over the international power lines for which the Board has issued Certificates of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-17 and EC-7 and Exemption Orders Nos. XE-3-82 and XE-4-82, and a ± 450 kV direct current international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board.
4. (c) the power that is surplus to the maximum foreseeable requirements of the Licensee's system after allowing for maintenance and required reserve as approved by the Board in accordance with Condition 6 hereafter less any block of firm power committed under Licence EL-154.

déjà engagé aux termes de la licence no EL-154.

9. Le prix combiné de la puissance et de l'énergie qui seront exportées en vertu de la présente ne doit pas être moindre que le prix alors en vigueur
- a) pour les exportations qui seront acheminées par les lignes internationales de transport d'électricité pour lesquelles l'Office a délivré les certificats de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-15 et EC-10 et qui seront faites aux termes du Contrat d'énergie avec PASNY en vertu de la licence no EL-151.
 - b) pour les exportations qui seront acheminées par les lignes internationales de transport d'électricité pour lesquelles l'Office a délivré les certificats de commodité et de nécessité publiques nos. EC-III-17 et EC-7 et les ordonnances d'exemption nos. XE-3-82 et XE-4-82, et par la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à ± 450 kV qui sera autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 qui sera délivré par l'Office et qui seront faites aux termes du Contrat d'énergie avec NEPOOL en vertu de la licence no EL-166."

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire

G. Yorke Slader

9. The combined price of power and energy exported hereunder shall not be less than the then current price

- (a) for exports to be transmitted over the international power lines for which the Board has issued Certificates of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-15 and EC-10 and pursuant to the Energy Contrat with PASNY and under Licence No. EL-151.
- (b) for exports to be transmitted over the international power lines for which the Board has issued Cetificates of Public Convenience and Necessity Nos. EC-III-17 and EC-7 and Exemption Orders Nos. XE-3-82 and XE-4-82, and a ± 450 kV direct current international power line to be authorized pursuant to Certificate of Public Convenience and Necessity No. EC-III-21 to be issued by the Board and pursuant to the Energy Contract with NEPOOL and under Licence No. EL-166."

NATIONAL ENERGY BOARD

G. Yorke Slader
Secretary

**Modalités du certificat de commodité et de
nécessité publiques No. EC-III-21
Ligne internationale de transport
d'électricité à ± 450 kV**

1. Hydro-Québec sera propriétaire et exploitant de la ligne internationale de transport d'électricité devant être construite conformément au présent certificat.
2. La ligne internationale d'électricité comprendra deux pôles dont chacun sera constitué d'un faisceau de quatre conducteurs ACSR (de type Bersimis) d'une grosseur de 1361 MCM, isolés pour l'exploitation à ± 450 kV CC et montés sur des pylônes en acier. La ligne internationale de transport d'électricité comprendra les installations du poste Des Cantons permettant la transformation du CA en CC ainsi qu'une ligne pour l'électrode de mise à la terre et l'électrode de mise à la terre qui sera située à proximité du poste.
3. Les deux faisceaux de câbles de ± 450 kV et les pylônes seront situés dans un corridor, appelé Corridor Centre-Est, comme indiqué à l'Annexe 1 de la requête pour l'obtention d'un certificat, qui s'étend au sud du poste Des Cantons pour passer à la périphérie de Sherbrooke jusqu'au pied des montagnes Blanches où il bifurque vers le sud-ouest pour rejoindre la frontière internationale à quelques kilomètres à l'ouest du lac Wallace dans la municipalité de Saint-Mathieu-de-Dixville.
4. La ligne internationale d'électricité s'étendra sur une distance d'environ 77,5 km entre le poste Des Cantons et un point de la frontière internationale situé à 610 m à l'ouest de la borne internationale 532 dans la municipalité de Saint-Mathieu-de-Dixville, dans la province du Québec.
5. La ligne internationale d'électricité sera construite conformément à la norme C22.3, "Réseaux aériens et réseaux souterrains", de l'ACNOR chaque fois qu'elle est applicable et conformément aux bonnes pratiques d'ingénierie dans les autres cas.

**Terms and conditions for Certificate of
Public Convenience and Necessity No EC-III-21
 ± 450 kV International Power Line**

1. The international power line to be constructed pursuant to this certificate shall be owned and operated by Hydro-Québec.
2. The international power line shall consist of two poles, each being a bundle of four 1361.0 MCM (Bersimis) ACSR conductors, insulated for ± 450 kV DC operation and supported on steel towers. The international power line shall include the AC to DC converter facilities located at the Des Cantons substation as well as the ground electrode line and ground electrode located in the vicinity of the substation.
3. The two bundles of ± 450 kV cables and towers shall be located in a corridor, called the Centre-East Corridor, as shown in Appendix 1 of the Application for a Certificate, extending south from the Des Cantons substation in the vicinity of Sherbrooke to the foot of the White Mountains, then turning South-West until it reaches the international boundary several kilometers west of Wallace Lake in the municipality of Saint-Mathieu-de-Dixville.
4. The international power line shall extend from the Des Cantons substation a distance of approximately 77.5 km to a point on the international boundary line located 610 m west of international marker 532 in the municipality of Saint-Mathieu-de-Dixville in the Province of Québec.
5. The international power line shall be constructed in accordance with Canadian Standards Association standard C22.3, "Overhead Systems and Underground Systems", where applicable and in accordance with good engineering practices.

6. Hydro-Québec doit, sauf autorisation ou ordonnance contraire de l'Office, appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, pratiques, recommandations et procédures de protection des terres agricoles et de l'environnement qui sont comprises dans la requête, les rapports environnementaux déposés dans le cadre de la requête, le "Code de l'environnement - 1981", ou produites autrement dans la preuve déposée auprès de l'Office ou approuvées aux termes des présentes modalités et ne peut provoquer ou autoriser une modification quelconque desdites politiques, pratiques, recommandations et procédures sans l'approbation préalable de l'Office.

7. Hydro-Québec doit déposer auprès de l'Office, au plus tard un an après le début de l'exploitation des installations ou à toute autre date devant être déterminée par l'Office, un rapport satisfaisant ce dernier et décrivant la mise en oeuvre des politiques, des pratiques, des recommandations et des procédures dont il est fait mention à la modalité 6, y compris une évaluation de l'efficacité desdites politiques, pratiques, recommandations et procédures.

8. Hydro-Québec doit, tant pendant qu'après la construction des installations autorisées par les présentes, surveiller les répercussions de la construction sur les terres agricoles et l'environnement, et doit,

- a) un an après le début de l'exploitation des installations, et
- b) avant le 31 décembre de l'année qui correspond à la deuxième saison agricole terminée après le début de l'exploitation des installations ou à toute date ultérieure devant être fixée par l'Office

déposer des rapports satisfaisant l'Office et décrivant les répercussions observées et les mesures prises ou devant être prises pour atténuer tout endommagement à long terme provoqué par la construction.

6. Hydro-Québec shall, unless otherwise authorized or ordered by the Board, implement or cause to be implemented all of the policies, practices, recommendations and procedures for the protection of farmlands and the environment included in the Application, the environmental reports filed as part of the Application, the "Code de l'environnement - 1981", or as otherwise adduced in evidence before the Board or approved pursuant to these Terms and Conditions, and shall not cause or permit any change to the said policies, practices, recommendations and procedures without the prior approval of the Board.

7. Hydro-Québec shall file with the Board, not later than one year after the commencement of operation of the facilities or at a date to be set by the Board, a report satisfactory to the Board describing the implementation of the policies, practices, recommendations and procedures referred to in Condition 6 including an assessment of the effectiveness of the said policies, practices, recommendations and procedures.

8. Hydro-Québec shall, both during and after the construction of the facilities authorized hereunder, monitor the effects of the construction on farmlands and the environment, and shall,

- (a) within one year after the commencement of operation of the facilities, and
- (b) prior to 31 December of the year of the second complete agricultural growing season after the commencement of operation of the facilities, or at a later date to be set by the Board

submit reports satisfactory to the Board describing the effects observed and the actions taken or to be taken to mitigate any long-term damage caused by the construction.

9. Hydro-Québec doit déposer une description et un schéma des installations de compteurs proposées en rapport avec la ligne internationale d'électricité pour les faire approuver par l'Office. Cette approbation doit être obtenue avant la mise en place de ces installations.

10. Hydro-Québec ne doit faire aucun changement à la ligne internationale d'électricité telle que définie à la modalité 2 ni aux installations de compteurs connexes, sans l'approbation préalable de l'Office.

11. Si la ligne internationale d'électricité n'a pas été mise en service avant le 1^{er} septembre 1987, le certificat expirera à cette date ou à toute autre date ultérieure pouvant être déterminée par l'Office après dû dépôt d'une demande de la requérante à cet effet.

9. Hydro-Québec shall file a description and diagram of the metering facilities proposed in association with the international power line for approval of the Board, which approval shall be obtained before the metering facilities are installed.

10. Hydro-Québec shall not make any change in the international power line as defined in Condition 2 or in the associated metering facilities without the prior approval of the Board.

11. If the international power line has not been placed in operation by 1 September 1987, the certificate shall expire on that date or upon such later date as may, upon an application, be fixed by the Board.

